

André São Bento Martins Ferreira

Modelo de controlo da qualidade dos dados de energia eléctrica

EDP Distribuição

Mestrado em Gestão
Faculdade de Economia

2012



UNIVERSIDADE DE COIMBRA



Relatório de Estágio Curricular

Mestrado em Gestão

Modelo de controlo da qualidade dos dados de energia eléctrica

EDP Distribuição

Orientador da FEUC: Prof. Doutor Luís Alçada

Orientador da Entidade de Acolhimento: Dra. Ana Margarida Rodrigues

André São Bento Martins Ferreira

Nº 2006004700

Resumo

O presente relatório tem por objectivo retratar as tarefas desenvolvidas durante o estágio curricular realizado na EDP Distribuição, em Lisboa, no âmbito do Mestrado em Gestão da Faculdade de Economia da Universidade de Coimbra.

O plano de estágio proposto assenta na criação de um modelo de controlo da qualidade dos dados de energia eléctrica, tendo por base a criação de diversos indicadores que procurem medir o desempenho dos processos desenvolvidos pelo departamento de gestão de energia da EDP Distribuição, operadora da rede nacional de distribuição de energia eléctrica em AT e MT. Pretende-se, também, o levantamento do custo dos dados fornecidos ao mercado de energia eléctrica, por sistema.

O modelo de controlo da qualidade delineado pretendeu focar-se nos pontos críticos de controlo dos processos, procurando identificar e controlar necessidades, monitorizar e melhorar o desempenho dos diversos processos, permitir a futura redução de custos internos e permitir a tomada de decisões de forma mais informada e estruturada.

Abstract

As part of the Master in Management at the Faculty of Economics of the University of Coimbra, this report aims to portray the tasks developed during the internship in EDP Distribuição, in Lisbon.

The internship plan proposed is based on the creation of a quality control model of the electric energy data, with the creation of indicators seeking to measure the performance of the different tasks developed by the energy management department of EDP Distribuição. It's also intended to gather information about the costs of the data provided to the electric energy market, by system used.

The quality control model of the electric energy data intended to focus on the key control points from each process developed, trying to identify and control needs, monitor and improve performance, reduce internal costs and allow a more informed decision-making.

Abreviaturas

DGE – Direcção de Gestão de Energia
SEN – Sistema Eléctrico Nacional
BTE – Baixa Tensão Especial
MT – Média Tensão
AT – Alta Tensão
MAT – Muito Alta Tensão
BT – Baixa Tensão
ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ML – Mercado Livre
MR – Mercado Regulado
DGEG – Direcção Geral de Energia e Geologia
PRO – Produção em Regime Ordinário
PRE – Produção em Regime Especial
EDP SU – EDP Serviço Universal
RNT – Rede Nacional de Transporte
RND – Rede Nacional de Distribuição
CIEG – Custos de Interesse Económico Geral
RQS – Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC – Regulamento de Relações Comerciais
RT – Regulamento Tarifário
ORD – Operador da Rede de Distribuição
CUR – Comercializador de Último Recurso
FA – Factor de Adequação
CPE – Código Ponto de Entrega
BTN – Baixa Tensão Normal

Índice

Capítulo 1 – Introdução	8
Capítulo 2 - Contexto	9
2.1. Âmbito do estágio	9
2.2. O Sector de Energia Eléctrica em Portugal	9
2.2.1 Sistema Eléctrico Nacional.....	9
2.2.2 ERSE - Entidade Reguladora.....	10
2.2.3 Grupo EDP.....	11
2.2.3.1 Cadeia de valor	11
2.2.3.2 Visão e Estratégia	14
2.2.3.3 Empresas do Grupo	15
2.2.4 EDP Distribuição	17
2.2.5 Direcção de Gestão de Energia - DGE.....	19
Capítulo 3 – Actividades de Estágio	21
3.1. Enquadramento.....	21
3.1.1 Gestão da qualidade	21
3.1.2 Qualidade de Serviço	22
3.2. Actividades da DGE em estudo.....	25
3.2.1. Breve Descrição.....	25
3.2.2. Sistemas de suporte à actividade da DGE	26
3.3. Plano de Estágio	27
3.4. Tarefas de enquadramento	27
3.4.1. Indicador temporal da disponibilização de dados ao ML e MR	27
3.4.2. Relatório Mercado livre	28
3.5. Modelo de controlo da qualidade dos dados de energia eléctrica.....	28
3.5.1. Desenho dos fluxogramas referentes a cada tarefa desempenhada pela D.G.E.	28
3.5.2. Definição dos pontos críticos de controlo dos processos	39
3.5.3. Concepção de indicadores para cada actividade desempenhada ...	40
Fórmula de cálculo indicador 29: (somatório dos prazos de resposta a reclamações, no mês X / número total de reclamações, no mês X).	45
3.5.4. Levantamento de informação para o cálculo do custo de cada tipo de dados fornecidos ao mercado de energia eléctrica	45
3.5.4.1. Custos detalhados das tarefas desempenhadas pela DGE.....	45
3.5.4.2. Custos OPEX e CAPEX dos sistemas de suporte às actividades da DGE	46

Capítulo 4 – Conclusão	48
Bibliografia	49
Anexo I	50
Anexo II	52
Anexo III	57
Anexo IV	58

Índice de Figuras

Figura 1 - Sistema Eléctrico Nacional.....	10
Figura 2 - Cadeia de valor do grupo EDP.....	11
Figura 3 - Consumo anualizado de energia eléctrica [GWh].....	13
Figura 4 - Componentes do preço final de energia eléctrica, a pagar pelo consumidor doméstico.....	14
Figura 5 – Linhas estratégicas EDP 2009-2012	15
Figura 6 - Arquitectura Societária EDP.....	16
Figura 7 - Organigrama EDP Distribuição	18
Figura 8 - Funções da Direcção de Gestão de Energia.....	19
Figura 9 - Equipa da Direcção de Gestão de Energia.....	20
Figura 10 - Qualidade de serviço no SEN	22
Figura 11 - Indicadores gerais - qualidade de serviço comercial	24
Figura 12 - Indicadores individuais - qualidade de serviço comercial	25

Índice de Quadros

Quadro 1 - Opex + Capex, a Novembro de 2011	47
Quadro 2 - Dados do mercado, a dezembro de 2011, por número de clientes	57
Quadro 3- Dados do mercado, a dezembro de 2011, por consumo anualizado	57
Quadro 4 - Quadro resumo indicadores	58

Capítulo 1 – Introdução

Verifica-se uma crescente percepção de que a informação, completa e actualizada, pode ajudar as empresas a optimizarem as suas políticas de gestão. Essa informação permite que possa medir-se o desempenho organizacional, que se identifiquem pontos fracos e áreas de acção prioritárias e que possa actuar-se de forma mais rápida e orientada. É, portanto, necessário definir e recorrer à utilização de indicadores, que se apresentam como elementos chave para identificar e controlar necessidades e resolver desequilíbrios, permitindo monitorizar e melhorar o desempenho dos mais variados processos.

Foi neste contexto que se realizou o estágio descrito neste relatório, na EDP Distribuição, em Lisboa, assente na criação de um modelo de controlo da qualidade dos dados de energia eléctrica, tendo por base a criação de diversos indicadores que procurem medir o desempenho dos processos desenvolvidos pelo departamento de gestão de energia. Pretende-se, também, o levantamento do custo dos dados fornecidos ao mercado de energia eléctrica, por sistema.

Por conseguinte, no Capítulo 2 deste relatório apresentam-se o âmbito do estágio realizado e a caracterização do sector e empresa.

No capítulo 3 descrevem-se pormenorizadamente as actividades realizadas ao longo do estágio, com o respectivo enquadramento teórico.

Por fim, no capítulo 4, apresentam-se as conclusões do trabalho realizado

Capítulo 2 - Contexto

2.1. Âmbito do estágio

Este estágio enquadra-se na crescente percepção da importância da informação nas empresas/organizações.

Torna-se cada vez mais importante medir o desempenho organizacional, permitindo que as empresas optimizem políticas de gestão, possam monitorizar e melhorar procedimentos e utilizem toda a informação disponível, interna e externa à empresa, para apoiar a tomada de decisões.

Neste estágio, pretende identificar-se os principais pontos fortes e fracos de alguns processos específicos da Direcção de Gestão de Energia (**"DGE"**) da EDP Distribuição, e aumentar a visibilidade de oportunidades de melhoria.

Através da construção de um modelo de controlo da qualidade de dados de energia eléctrica - recolhidos por telecontagem dos contadores de energia eléctrica - que assenta na identificação de um conjunto de indicadores específicos para cada processo, pretende controlar-se a qualidade de cada processo, bem como a evolução da implementação de melhorias nos mesmos, de acordo com as prioridades da DGE. Pretende-se, também, identificar os custos pormenorizados de cada actividade, por sistema.

Consolidou-se, por conseguinte, a percepção da inegável importância da medida/informação e respectiva avaliação de desempenho para as organizações.

2.2. O Sector de Energia Eléctrica em Portugal

2.2.1 Sistema Eléctrico Nacional

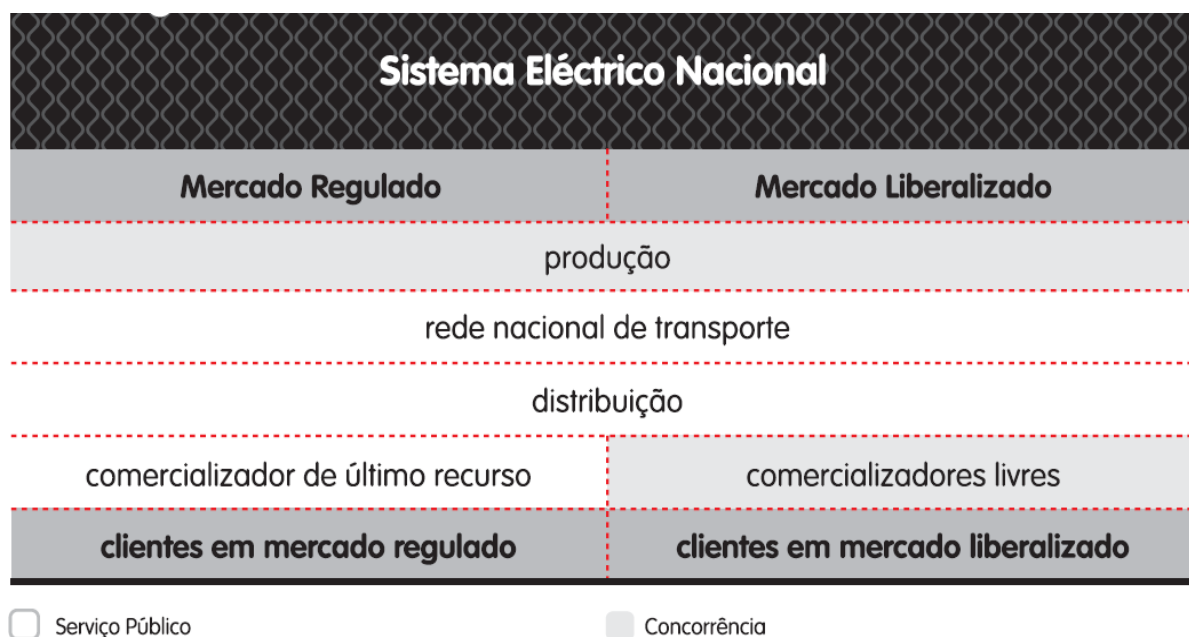
O Sistema Eléctrico Nacional (**"SEN"**) pode ser dividido em quatro actividades principais: produção, transporte, distribuição e comercialização de energia eléctrica, sendo a operação dos mercados organizados de electricidade desenvolvida, em regra, de forma independente.

Com o objectivo de tornar o SEN mais competitivo, mais eficiente e mais adequado às tendências e exigências emergentes foi aprovada, a nível governamental, a extinção das tarifas reguladas a clientes finais, até 1 de Janeiro de 2013. Pressupõe-se, contudo, que esta extinção seja gradual: inicialmente, a 1 de Janeiro de 2011, são extintas as tarifas reguladas para clientes finais com potência contratada igual ou superior a 10,35kVA, ou seja, apenas para clientes finais em baixa tensão especial (**"BTE"**), média tensão (**"MT"**), alta

tensão (“**AT**”) e muito alta tensão (“**MAT**”); a partir de 1 de Julho de 2012 são extintas as tarifas reguladas para clientes finais em baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA e superior ou igual a 10,35 kVA; a partir de 1 de Janeiro de 2013 são extintas as tarifas reguladas para clientes finais em baixa tensão (“**BT**”) com potência contratada inferior a 10,35 kVA. Assim, a partir de 1 de Janeiro de 2013, todos os clientes finais de electricidade deverão poder optar pelo regime de preços livres (aplicando-se tarifas transitórias, a fixar pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (“**ERSE**”), com prazo máximo de aplicação de 3 anos).

Neste contexto, pode dizer-se que as actividades de produção e comercialização de electricidade estão abertas à concorrência e sujeitas à obtenção de licenças e aprovações necessárias, coexistindo o Mercado Liberalizado (“**ML**”) e o Mercado Regulado (“**MR**”).

Na figura 1 apresentam-se as áreas de actividade do SEN, já influenciadas pela sua progressiva liberalização.



Fonte: <http://www.edpdistribuicao.pt>.

Figura 1 - Sistema Eléctrico Nacional

2.2.2 ERSE - Entidade Reguladora

A ERSE é a entidade responsável pela regulação dos sectores da electricidade e gás natural. Por definição: “É uma pessoa colectiva de direito público, dotada de autonomia administrativa e financeira e de património próprio, regendo-se pelos seus Estatutos aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.”¹

¹ Endereço URL: <http://www.erse.pt>

É uma entidade pública, independente e reguladora dos serviços energéticos, que procura:

- Fomentar a transparência e igualdade no SEN;
- Assegurar a protecção de ambiente e consumidores, em relação a preços, qualidade de serviço (controla o cumprimento dos níveis de qualidade de serviço exigidos pela Direcção Geral de Energia e Geologia (“**DGEG**”)) e acesso à informação e segurança do abastecimento.

2.2.3 Grupo EDP

2.2.3.1 Cadeia de valor

A cadeia de valor do grupo EDP está dividida em quatro actividades: Produção, Transporte, Distribuição e Comercialização de energia eléctrica, referidas na figura 2.



Fonte: <http://www.edp.pt>.

Figura 2 - Cadeia de valor do grupo EDP

As actividades de Produção e Comercialização são liberalizadas, ao passo que o Transporte e a Distribuição são actividades reguladas.

Produção

A produção de energia eléctrica encontra-se dividida em dois regimes distintos:

- Produção em Regime Ordinário (“**PRO**”), tendo por base a utilização de fontes de energia tradicionais não renováveis e grandes centros electroprodutores hídricos;
- Produção em Regime Especial (“**PRE**”), tendo por base a utilização de fontes de energia renováveis, resíduos, cogeração, miniprodução, microprodução. A EDP Serviço Universal (“**EDP SU**”) é obrigada, por directiva específica, a comprar toda a energia PRE.

A EDP Produção apresenta-se como uma das principais produtoras de electricidade em regime ordinário em Portugal, onde tem como concorrentes a Iberdrola e REN. No

entanto, equilibra o seu portfólio de produção eléctrica através da utilização de mini-hídricas, cogeração e biomassa.

Transporte

O Transporte do SEN está a cargo da REN, como operadora da Rede Nacional de Transporte (“**RNT**”) em MAT e AT. Efectua a compra e venda do acesso à rede de transporte e tem o papel de gestor de ofertas do mercado livre, ou seja, é responsável pelo acerto de contas e respectivas liquidações, em função dos desvios verificados entre a geração e o consumo.

Distribuição

A EDP Distribuição é responsável pela distribuição de cerca de 99% da energia eléctrica. É a operadora da Rede Nacional de Distribuição (“**RND**”) em AT e MT, em Portugal Continental, concessão exclusiva e atribuída pelo Estado português, e nas redes de distribuição em BT, através da realização de contratos de concessão com os respectivos municípios, actualmente concentrados na EDP Distribuição.

A actividade de distribuição de energia eléctrica implica elevados padrões de qualidade, eficiência e transparência, de forma a assegurar a operação das redes de distribuição em condições técnicas adequadas. Compete à EDP Distribuição, como operadora da RND:

- A construção e manutenção das redes;
- O planeamento e coordenação do seu funcionamento;
- Realizar assistência técnica à rede e a clientes;
- Análise de anomalias e resolução de problemas, de forma a corresponder aos padrões de qualidade do serviço exigidos;
- Assegurar a continuidade e segurança do abastecimento.

A actividade de distribuição suporta, também, a contratação, leitura, facturação e cobrança dos clientes e produtores ligados à RND, e é da sua responsabilidade a recolha, tratamento e disponibilização de dados de energia eléctrica para o mercado, Regulado e Liberalizado. É importante referir que, apesar de ser operadora da RND em AT e MT, a EDP Distribuição é responsável pela leitura de todos os contadores, incluindo MAT. Posteriormente, a EDP distribuição aplica as tarifas de uso da rede aos comercializadores, comercializadores de último recurso e clientes que sejam agentes de mercado - incluem as tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição.

Cabe, igualmente, à EDP Distribuição a disponibilização de informação técnica aos agentes de mercado e outras entidades interessadas.

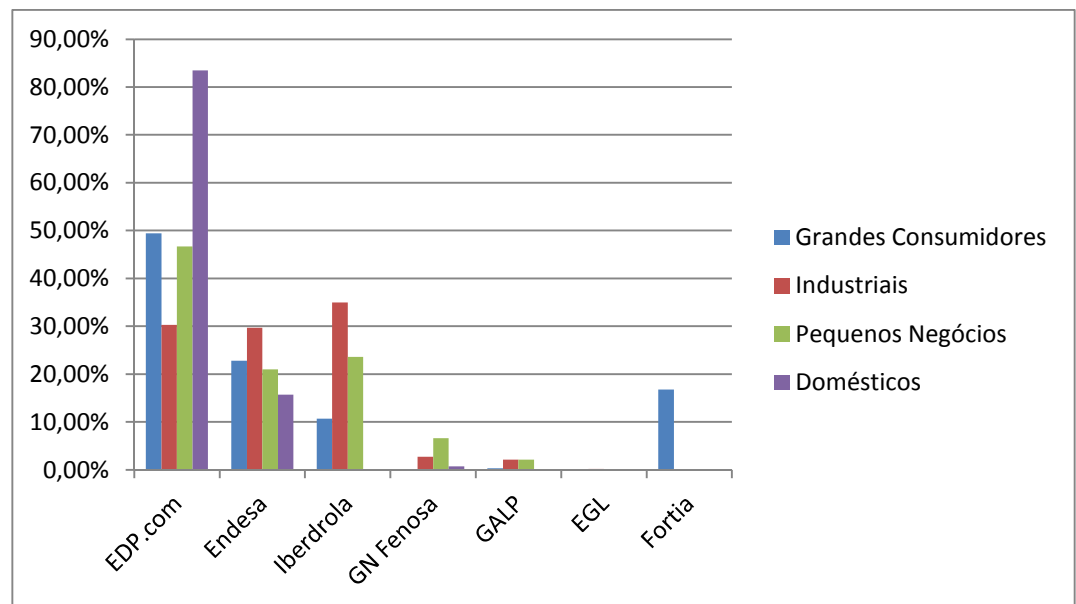
Comercialização

Relativamente à comercialização, e no seguimento do que foi explicitado relativamente ao SEN, é importante referir-se a coexistência de um mercado Regulado e de um mercado Liberalizado.

Assim, dentro do grupo EDP distinguem-se:

- A EDP SU, que tem o papel de comercializador de último recurso e comercializa energia eléctrica no MR, a uma tarifa definida pelo regulador, a ERSE;
- A EDP comercial, que actua como comercializador no ML, a uma tarifa livre – principal operador do ML.

Na figura 3 está expresso o consumo anualizado [GWh], por segmento, relativo a cada comercializador, na qual se destaca a EDP.com, seguida por Endesa e Iberdrola.



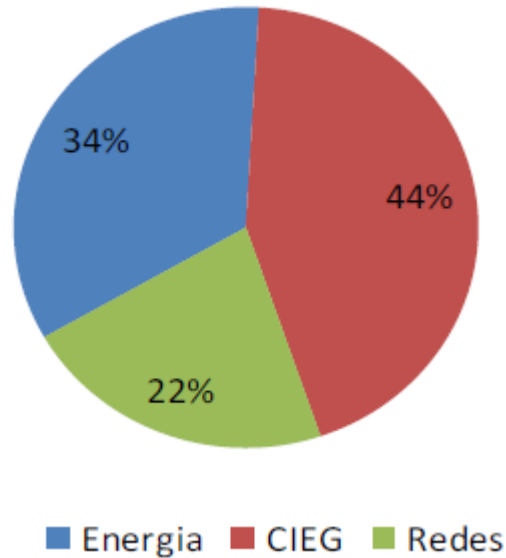
Fonte: <http://www.erse.pt>.

Figura 3 - Consumo anualizado de energia eléctrica [GWh]

Neste contexto, é importante referir os principais componentes dos preços de electricidade pagos pelo consumidor final. Englobam:

- Energia – resulta dos preços formados no mercado de electricidade;
- Redes – aprovada pela ERSE e paga por todos os consumidores de energia eléctrica; inclui as tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição;
- Custos de Interesse Económico Geral (“**CIEG**”) – determinados de acordo com a legislação em vigor;

Contudo, a desagregação dos preços por componente depende do tipo de cliente. A título de exemplo, para consumidores domésticos, a proporção das componentes do preço final a pagar é a apresentada na figura seguinte:



Fonte: <http://www.erse.pt>.

Figura 4 - Componentes do preço final de energia eléctrica, a pagar pelo consumidor doméstico

Os comercializadores podem, portanto, comprar e vender electricidade livremente e aceder às redes de transporte e distribuição, mediante o pagamento de tarifas de uso das redes, estabelecidas pela ERSE, e que, por conseguinte, são iguais para todos os consumidores nas mesmas condições. Desta forma, os custos de energia - como parcela que pode ser negociada livremente entre consumidor e fornecedor - são uma componente importante da liberalização do mercado de electricidade.

Todos os comercializadores são responsáveis pela:

- Manutenção da qualidade do serviço;
- Abastecimento contínuo de electricidade;
- Fornecimento de informação simples e compreensível.

2.2.3.2 Visão e Estratégia

As principais orientações estratégicas do grupo EDP são a chave do seu sucesso, pelo que se apresentam, de seguida, visão e linhas estratégicas para o triénio 2009-2012.

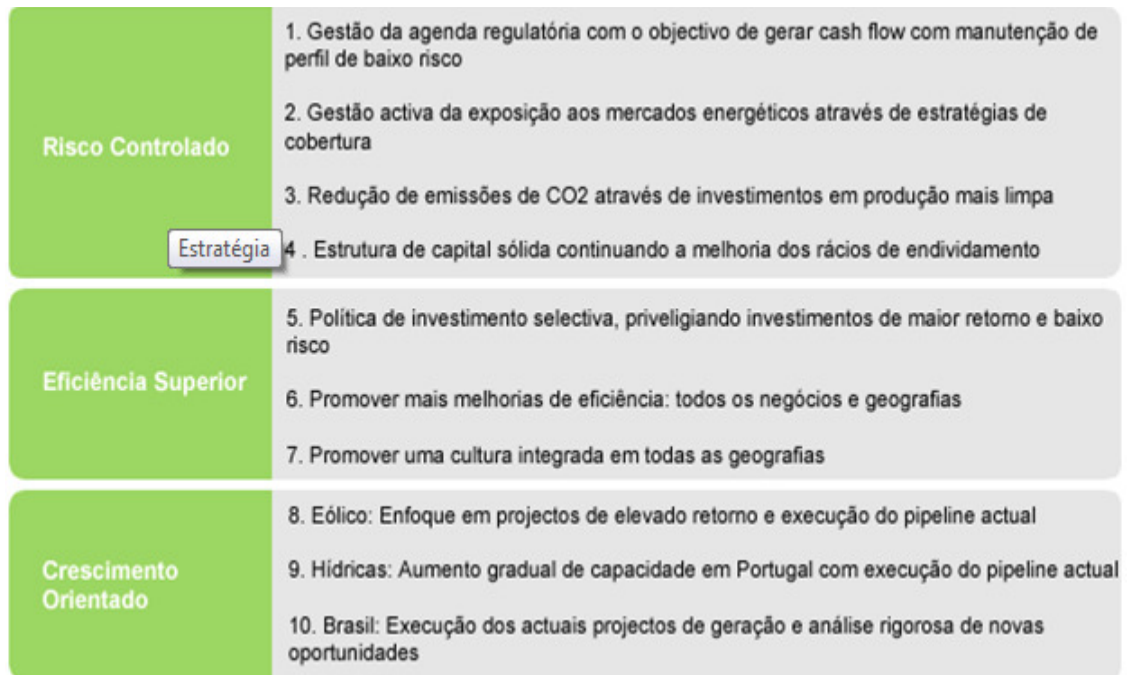
Visão

“Ser uma empresa global de energia, líder em criação de valor, inovação e sustentabilidade.”²

Linhas Estratégicas para o triénio 2009-2012

As linhas estratégicas têm como base três pilares fundamentais: Risco controlado, Eficiência superior e Crescimento orientado.

Os pontos fundamentais de cada um destes pilares são apresentados de seguida:



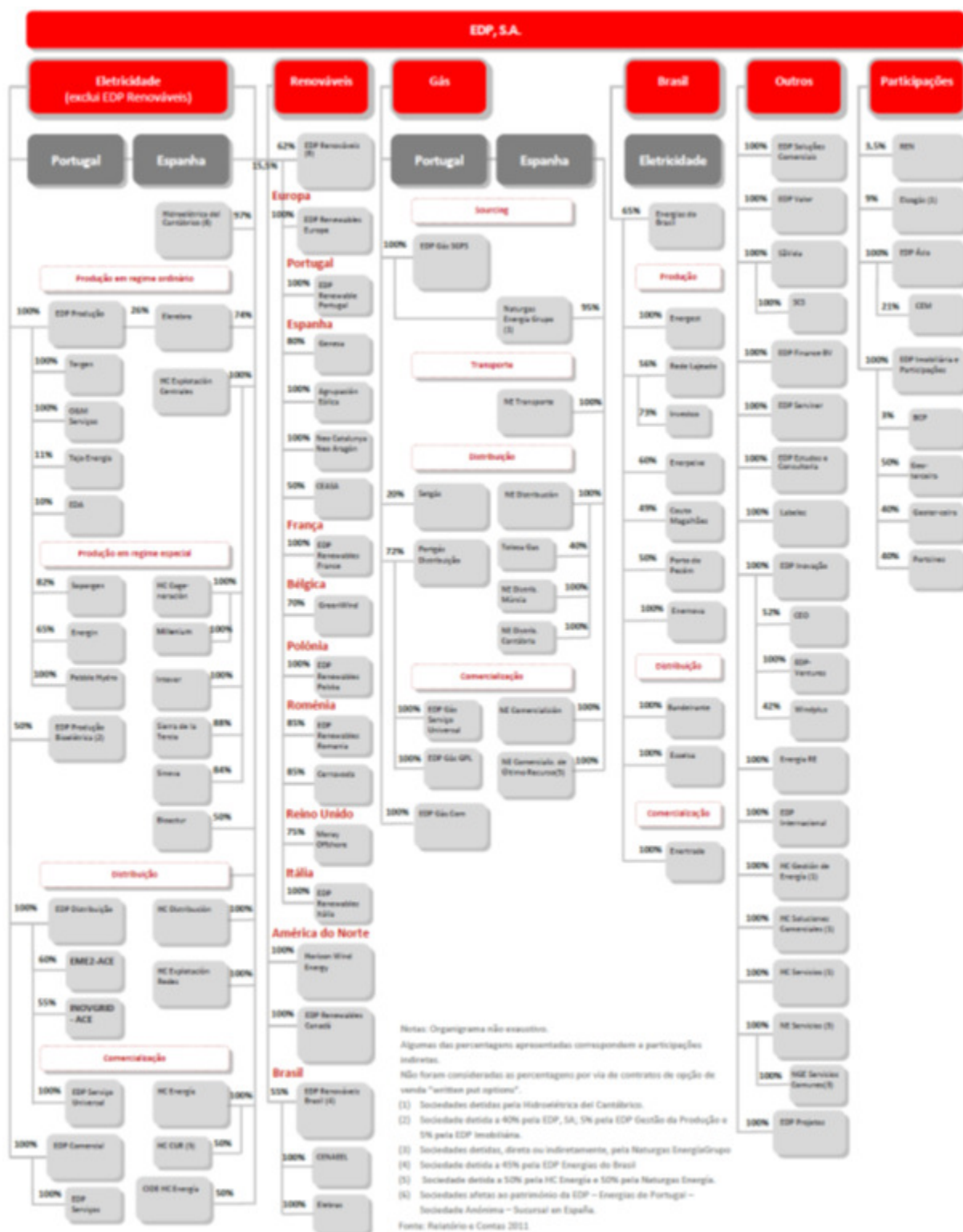
Fonte: <http://www.edp.pt>.

Figura 5 - Linhas estratégicas EDP 2009-2012

2.2.3.3 Empresas do Grupo

Apresenta-se, na figura 6, uma representação simplificada da arquitectura societária do Grupo EDP, o qual detém várias participações, directas e indirectas, em empresas de diferentes sectores e geografias. Destacam-se os sectores da Electricidade, Gás, e Renováveis, sendo Portugal, Espanha e Brasil as principais geografias em foco.

² Endereço URL: <http://www.edp.pt>



Fonte: Manual de organização do Grupo EDP, 2011.

Figura 6 - Arquitetura Societária EDP

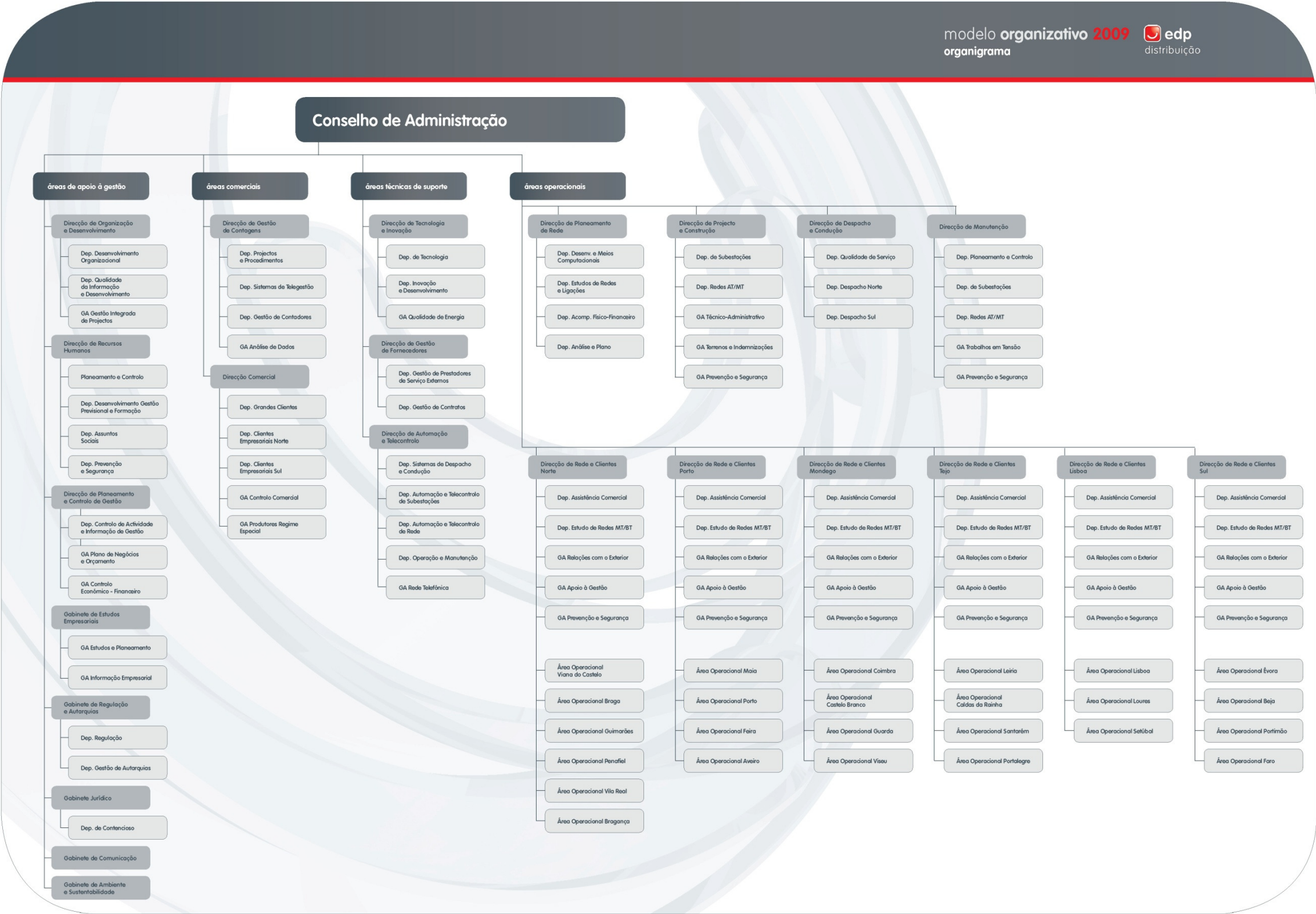
2.2.4 EDP Distribuição

Missão

“Garantir a ligação às redes de distribuição de todos os utilizadores de energia eléctrica que o solicitem, de forma racional, transparente e não discricionária. Manter a continuidade do fornecimento de energia eléctrica a todos os clientes, com elevada fiabilidade e qualidade. Facilitar a acção do mercado eléctrico, contribuindo para a sua dinamização, tendo em conta a observância dos princípios gerais de salvaguarda do interesse público, da igualdade de tratamento, da não discriminação e da transparência das decisões.”³

³ Endereço URL: <http://www.edpdistribuicao.pt>

Organigrama



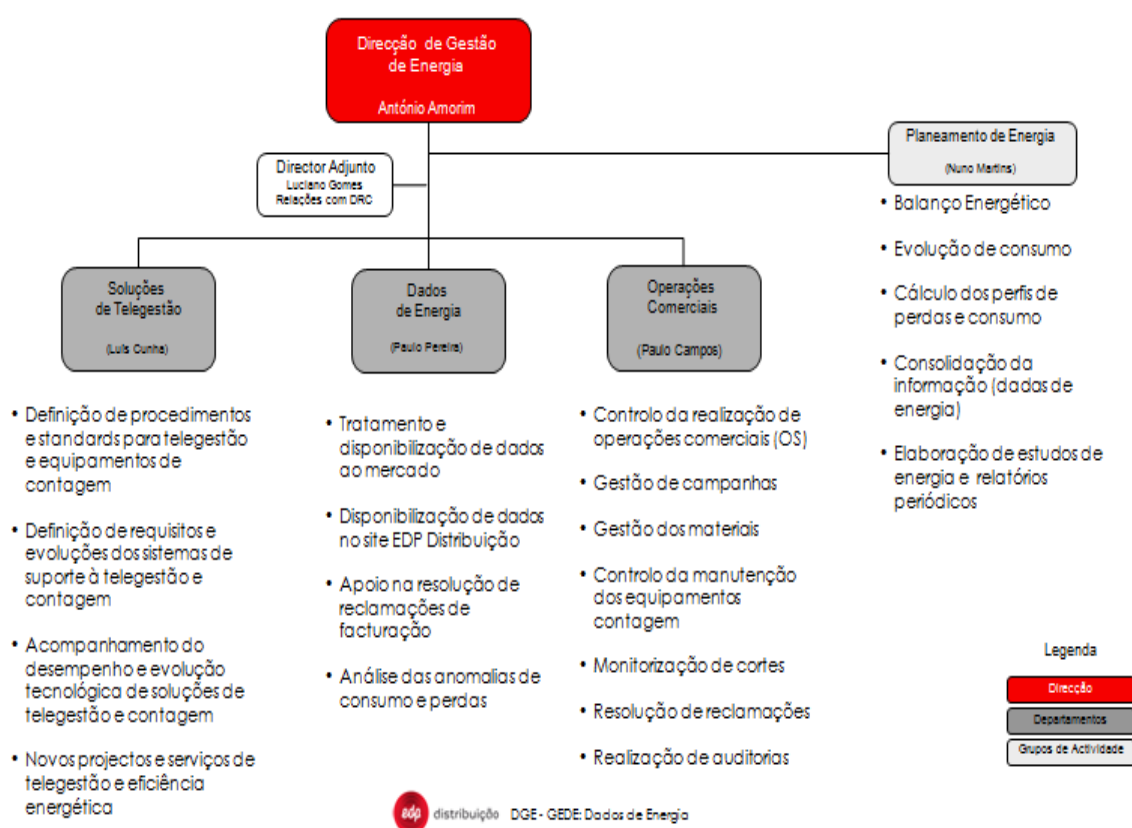
Fonte: <http://www.edpdistribuicao.pt>.

Figura 7 - Organigrama EDP Distribuição

2.2.5 Direcção de Gestão de Energia - DGE

O estágio curricular em questão foi realizado na DGE, mais concretamente no departamento de Dados de Energia.

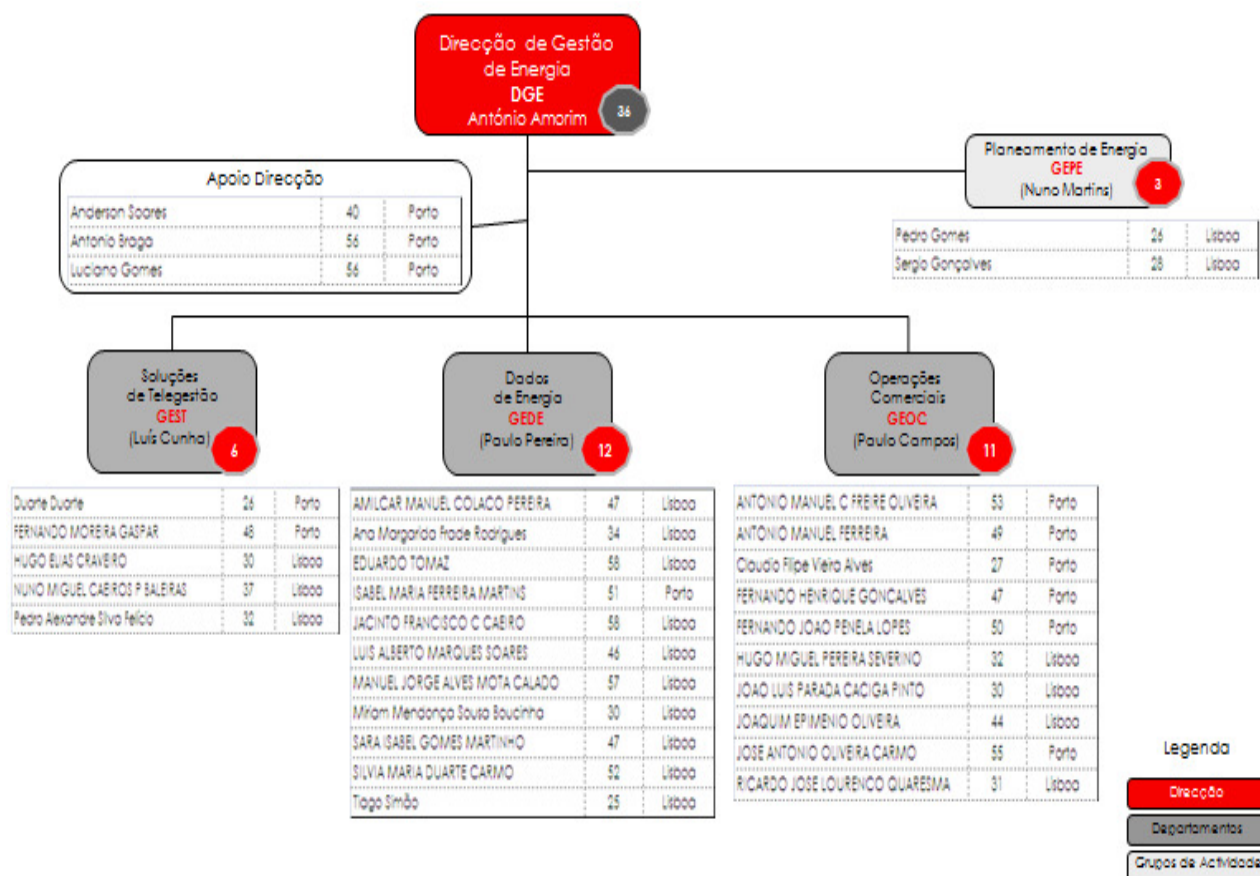
A DGE é composta por três departamentos: Soluções de Telegestão, Dados de Energia e Operações Comerciais, e um grupo de actividade, denominado Planeamento de Energia, com as principais responsabilidades mencionadas de seguida:



Fonte: informação interna EDP Distribuição.

Figura 8 - Funções da Direcção de Gestão de Energia

A equipa DGE está distribuída de acordo com a figura 9, onde estão identificados os seus elementos, de acordo com as actividades que desempenham.



Fonte: informação interna EDP Distribuição.

Figura 9 - Equipa da Direcção de Gestão de Energia

Capítulo 3 – Actividades de Estágio

3.1. Enquadramento

3.1.1 Gestão da qualidade

É evidente a crescente preocupação das organizações pela melhoria do seu desempenho, assim como é visível a disponibilidade e empenho que demonstram na tentativa de alcançar a excelência empresarial. Pretende-se, por conseguinte, que as actividades a que a DGE se dedica sejam eficientes e correctamente integradas. Neste sentido, surge como conceito importante a melhoria contínua⁴, associada à consciência da qualidade e da sua importância em todos os processos organizacionais. Existe uma cultura de permanente melhoria, onde a proactividade é encorajada. Garantir a completa satisfação das necessidades dos clientes surge, naturalmente, como elemento-chave.

Os principais princípios da gestão da qualidade⁵ são:

- Foco no cliente: é dada importância máxima ao cliente, sendo que se pretende satisfazer as suas necessidades actuais e/ou futuras;
- Liderança: é importante que a liderança de uma organização consiga motivar todos os seus trabalhadores, de forma a que estes se sintam comprometidos a atingir os objectivos da organização;
- Envolvimento das pessoas: pretende-se o envolvimento de todos para que se consigam alcançar os objectivos traçados;
- Abordagem por processos: permite uma visão global da empresa (visão da empresa como um todo), possibilitando o alcance dos resultados desejados de forma mais eficiente;
- Abordagem sistémica: permite que os processos inter-relacionados sejam identificados, entendidos e geridos de forma a melhorar o desempenho global da organização;
- Melhoria contínua: cultura de permanente melhoria, onde se dá relevo à proactividade dos trabalhadores;
- Abordagem factual para a tomada de decisão: implica a implementação e manutenção de um sistema de monitorização eficiente, visto que todas as decisões dentro de um sistema de gestão da qualidade devem ser tomadas com base em factos e análise de informação;

⁴ Endereço URL: <http://www.pmhut.com/quality-management-strategy>

⁵ CIANFRANI, Charles A. e WEST, John E., *Cracking the Case of ISO 9001:2008 for Service: A Simple Guide to Implementing Quality Management to Service*

- Benefícios mútuos nas relações com fornecedores: desenvolvimento de alianças estratégicas, parcerias e respeito mútuo.

A gestão pela qualidade não assenta, necessariamente, na adopção de alguma certificação. No entanto, esta permite avaliar as conformidades determinadas pela organização através de processos internos, garantindo ao cliente um material, processo, produto ou serviço concebido conforme padrões, procedimentos e normas específicos⁶.

3.1.2 Qualidade de Serviço

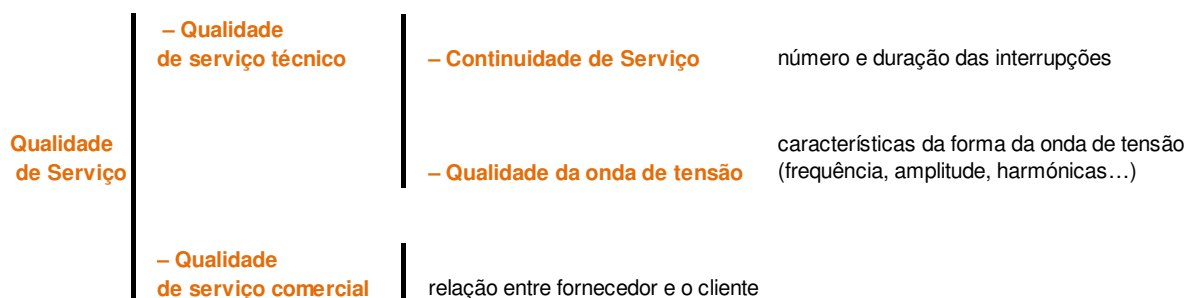
A EDP Distribuição tem como meta garantir elevados níveis de qualidade de serviço, indispensáveis para operar no sistema eléctrico nacional e satisfazer as necessidades dos seus clientes.

A regulação da qualidade de serviço⁷, em Portugal continental, encontra-se definida por:

- Regulamento da Qualidade de Serviço (“**RQS**”), aprovado e publicado pela DGEG;
- Regulamento de Relações Comerciais (“**RRC**”), aprovado e publicado pela ERSE;
- Regulamento Tarifário (“**RT**”), aprovado e publicado pela ERSE.

A qualidade de serviço no SEN pode ser analisada, genericamente, em duas componentes distintas:

- Qualidade de serviço de natureza técnica;
- Qualidade de serviço de natureza comercial.



Fonte: <http://www.erse.pt>.

Figura 10 - Qualidade de serviço no SEM

⁶ Endereço URL: <http://isoonline.com.br/como-funciona/iso-9001/beneficios-da-certificacao-iso-9001-para-as-empresas-3/>

⁷ Endereço url: <http://www.erse.pt>

A Qualidade de Serviço Comercial, objecto de estudo do estágio, monitoriza o relacionamento entre os operadores de rede ou comercializadores e seus clientes, em termos de:

- Rapidez de atendimento;
- Resposta a solicitações diversas;
- Leitura de contadores;
- Avaliação da satisfação dos clientes.

A regulação destes aspectos é feita, periodicamente, pela ERSE.

No RQS estão definidos dois tipos de indicadores: gerais e individuais, que servem de base para avaliar o serviço comercial.

Relativamente aos indicadores gerais, para Portugal Continental, podem referir-se:

Indicador Geral	Aplicação	Padrão
Percentagem de orçamentos de ramais de baixa tensão elaborados no prazo máximo de 20 dias úteis	ORD	95%
Percentagem de ramais de baixa tensão, executados no prazo máximo de 20 dias úteis	ORD	95%
Percentagem de activações de fornecimento de instalações de baixa tensão, executadas no prazo máximo de 2 dias úteis após a celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica	ORD	90%
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera até 20 minutos, nos centros de atendimento	ORD e CUR	90%
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera até 60 segundos, no atendimento telefónico	ORD e CUR	85%
Percentagem de pedidos de informação respondidos até 15 dias úteis	ORD e CUR	90%
Percentagem de clientes com tempo de reposição de serviço até 4 horas, na sequência de interrupções de fornecimento acidentais	ORD	90%
Tempo médio do procedimento de mudança de fornecedor	ORD	Não definido

ORD - Operador da rede de distribuição

CUR - Comercializador de último recurso

Fonte: <http://www.erse.pt>.

Figura 11 - Indicadores gerais - qualidade de serviço comercial

Os indicadores gerais permitem, por conseguinte, verificar o desempenho da empresa para o conjunto dos seus clientes, sendo definidos padrões de qualidade para cada indicador geral.

Relativamente aos indicadores individuais, para Portugal Continental, podem referir-se:

Indicador Individual	Padrão
Visitas às instalações dos clientes	Cumprimento do intervalo máximo de 2h30 combinado para o início da visita
Avárias na alimentação individual dos clientes (tempo de chegada ao local)	Início da intervenção nos seguintes prazos máximos: Zona C, baixa tensão - 5 horas Clientes com necessidades especiais dependentes de equipamentos médico eléctricos indispensáveis à sua sobrevivência e clientes prioritários - 3 horas Restantes clientes - 4 horas
Restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente	Retoma do fornecimento nos seguintes prazos máximos após regularização da situação: Baixa tensão - até às 17h do dia útil seguinte Restantes clientes - 8 horas
Resposta a reclamações	Até 15 dias úteis
Leitura dos equipamentos de medição	Intervalo de tempo entre leituras inferior a 6 meses

Fonte: <http://www.erse.pt>.

Figura 12 - Indicadores individuais - qualidade de serviço comercial

Os indicadores individuais têm como objectivo garantir um padrão mínimo de qualidade de serviço a cada cliente. Pressupõe-se que, caso esse padrão mínimo não seja alcançado, a empresa pague uma compensação ao cliente.

As empresas do SEN devem entregar informação trimestral à ERSE sobre estes indicadores, 45 dias após o final de cada trimestre ou 60 dias após o final do ano.

3.2. Actividades da DGE em estudo

3.2.1. Breve Descrição

Durante o estágio serão objecto de análise as actividades relacionadas com a disponibilização de dados, feita pela DGE, nomeadamente:

- Facturação de energia eléctrica de todos os clientes com telecontagem, micro produção e dos segmentos BTE, MT, AT e MAT;
- Disponibilização de dados de energia eléctrica de produção e de consumo dos segmentos BT, MT, AT e MAT;
- Resolução de anomalias de consumo, no âmbito técnico da equipa de contagem de energia eléctrica;

- Tratamento de reclamações e pedidos de informação, relacionados com dados de energia eléctrica de produção e de consumo dos segmentos BT, MT, AT e MAT.

3.2.2. Sistemas de suporte à actividade da DGE

As actividades referidas no ponto anterior têm como suporte os seguintes sistemas:

- Central de Telecontagem, EiServer;
- Sistema de Gestão de Leituras, SGL;
- Sistema de Reconciliação, SRC;
- SAP I-SU;
- Sistema de Gestão de Activos de Contagem, GESC.

Através da parametrização desses sistemas é feita a recolha, armazenamento, tratamento e disponibilização de dados de energia eléctrica, de produção e de consumo.

O EiServer é um servidor com a função de recolha de dados dos contadores de energia. Não efectua qualquer tratamento de dados e envia os diagramas de carga recolhidos para o SGL. Suporta várias tecnologias de comunicação, tais como: PSTN, ESDN, GSM, SMS, GPRS, Ethernet.

O SGL faz o tratamento dos dados recolhidos pelo EiServer de forma a garantir 96 períodos diários (100 períodos no dia da mudança de hora de inverno), nomeadamente:

- Validação de falhas de tensão;
- Estimativa de valores inválidos ou em falta;
- Cálculo de perdas de transformação.

Após o tratamento de dados, faz a agregação de informação para disponibilização e facturação.

Envia os pedidos diários de informação para que os comercializadores possam fazer previsões adequadas para o dia seguinte (para que a oferta e a procura coincidam, tanto quanto possível). Envia dados agregados para o ISU, para que este possa proceder à respectiva facturação (fora do grupo EDP), e envia diagramas de carga, agregados, por fornecedor, para o SRC.

O SGL comunica com o EiServer, para activação de RTU.

O SRC age directamente com o SGL. Com a informação recebida pelo SGL e com a informação relativa à produção, irá calcular o factor de adequação (“**FA**”) (para envio diário a comercializadores e REN).

Já o ISU interage bidireccionalmente com o SGL: recebe dados de consumos agregados para posterior facturação, e envia informação relativa a actualizações verificadas

– informações contratuais – para que este active o processamento de dados necessários a cada cliente, caso o(s) contador(es) respectivo(s) esteja(m) instalado(s) no ElServer. Recebe, também, de agentes externos, actualizações de ordens de serviço (*switching*, rescisões contratuais, novos clientes). Permite, portanto, a gestão de clientes e dos seus contratos de fornecimento de energia, promovendo a eficiência e o acesso à informação a qualquer altura e por diversas áreas de negócio.

3.3. Plano de Estágio

- Tarefas de enquadramento;
- Modelo de Controlo de Qualidade dos Dados de Energia Eléctrica.

3.4. Tarefas de enquadramento

As tarefas de enquadramento realizadas – indicador temporal da disponibilização de dados ao ML e MR e a elaboração de relatório do MR - permitiram um melhor enquadramento no contexto do estágio realizado. Possibilitaram o contacto com dados reais, referentes aos sistemas SGL e ISU, e a percepção de algumas das problemáticas com que a empresa se depara, no seu dia-a-dia.

Permitiram, também, uma percepção mais pormenorizada das actividades a que a direcção se dedica.

3.4.1. Indicador temporal da disponibilização de dados ao ML e MR

Este indicador permite aferir se se verifica algum atraso na disponibilização de dados ao ML e ao MR.

Assim, consulta-se o SGL, para verificação das datas de disponibilização de dados. No entanto, é importante ter em atenção que os dados são disponibilizados ao mercado regulado com um atraso normal/esperado de 1 dia, e ao mercado livre com um atraso normal/esperado de 2 dias. Qualquer atraso para além destes valores deve ser reportado e analisado, para posterior regularização e envio da informação.

É importante reportar e analisar, também, quaisquer dados incompletos enviados ao mercado, para posterior regularização e reenvio.

Este indicador é calculado com uma base diária.

3.4.2. Relatório Mercado livre

O relatório do Mercado Livre é um relatório bissemanal de controlo do processo de *switching* do ML, para clientes MAT, clientes AT e clientes MT.

Engloba três pontos fundamentais:

- Ponto de situação do ML – Comparação entre o SGL e o ISU;
- Ponto de situação do ML – Análise dos sistemas e movimentação de clientes;
- Anomalias na disponibilização de dados.

No ponto 1 irá comparar-se a informação contida nos sistemas SGL e ISU, para averiguação de erros de parâmetros referentes ao Código do Ponto de Entrega (“CPE”), anomalias de parâmetros, bem como de CPEs actualizados no próprio dia em ISU (“sincronismo hoje”) ou no dia anterior (“atraso sincronismo”). Pretende-se, obviamente, que a informação contida no SGL e no ISU coincida, tanto quanto possível.

Relativamente ao ponto 2 do relatório, podem destacar-se 3 sub-pontos, nomeadamente: novos CPE no ML actualizados em ISU com data posterior à entrada; denúncias de contrato do ML sem novo fornecedor; e mudanças de fornecedor (onde se enumeram os antigos e os novos fornecedores para cada caso).

Já o ponto 3 do relatório distingue instalações com *switching* anterior ao último relatório e instalações com *switching* entre o último relatório e o actual (novas entradas no mercado livre).

Este relatório tem por base o preenchimento de ficheiros de excell, para os quais é importada a informação do SGL e do ISU, em determinada data.

Tem uma base bissemanal.

3.5. Modelo de controlo da qualidade dos dados de energia eléctrica

3.5.1. Desenho dos fluxogramas referentes a cada tarefa desempenhada pela D.G.E.

A criação de fluxogramas – representações gráficas – das actividades/tarefas referidas no ponto 3.1. irá permitir visualizar, com detalhe, como estas funcionam. Assim, a análise do processo tornar-se-á mais simples, pormenorizada e sequencial (melhor percepção de como todos os elementos se relacionam). Poderão visualizar-se mais facilmente os pontos críticos de controlo dos processos, a referir no ponto seguinte.

Em última instância, a criação de fluxogramas permitirá determinar como melhorar a actividade/tarefa em questão, funcionando como elemento-chave no aperfeiçoamento de processos empresariais.

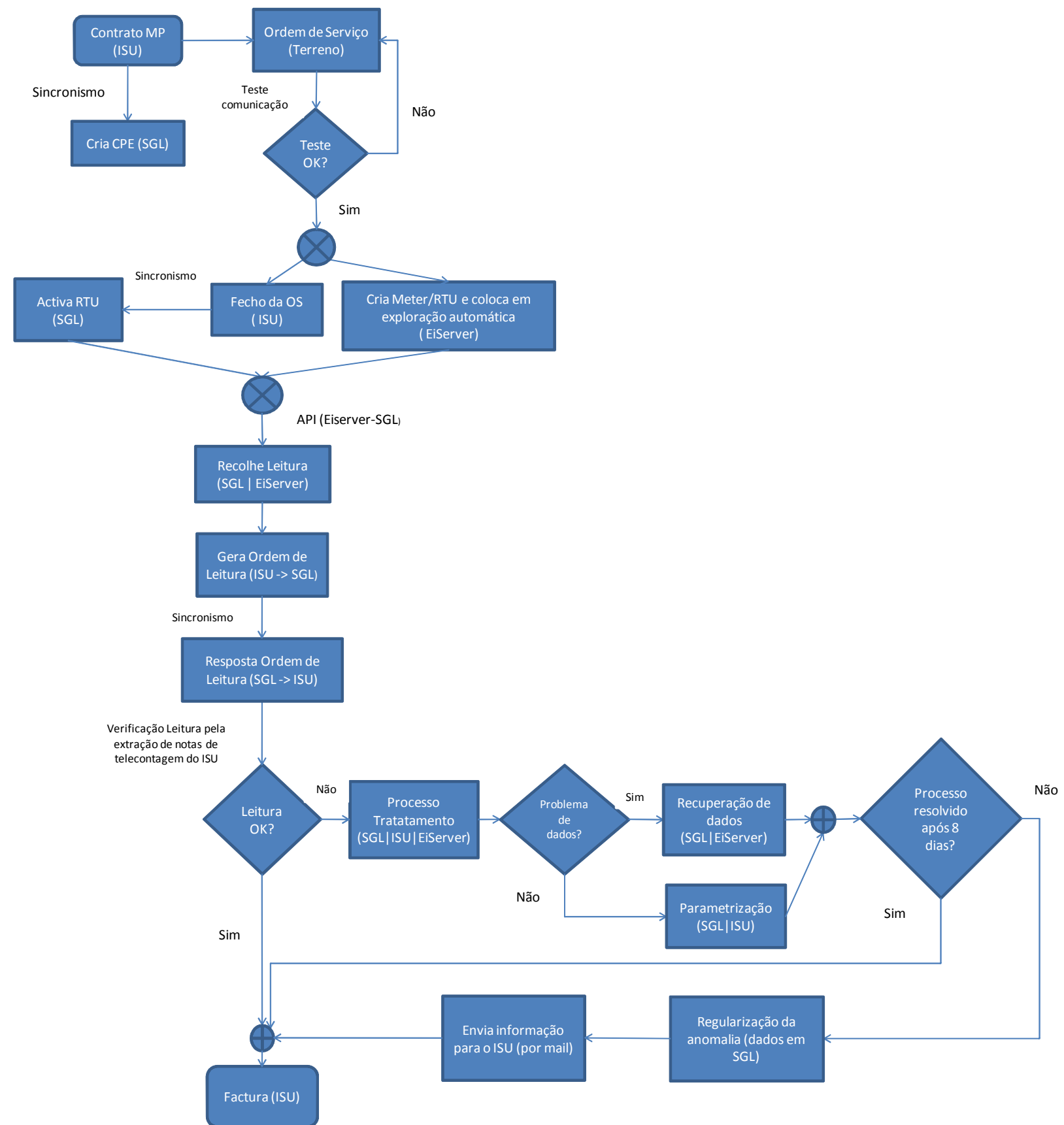
Breve descrição de cada uma das actividades/tarefas

- Facturação (micro produção; BTE com telecontagem; MT, AT e MAT)

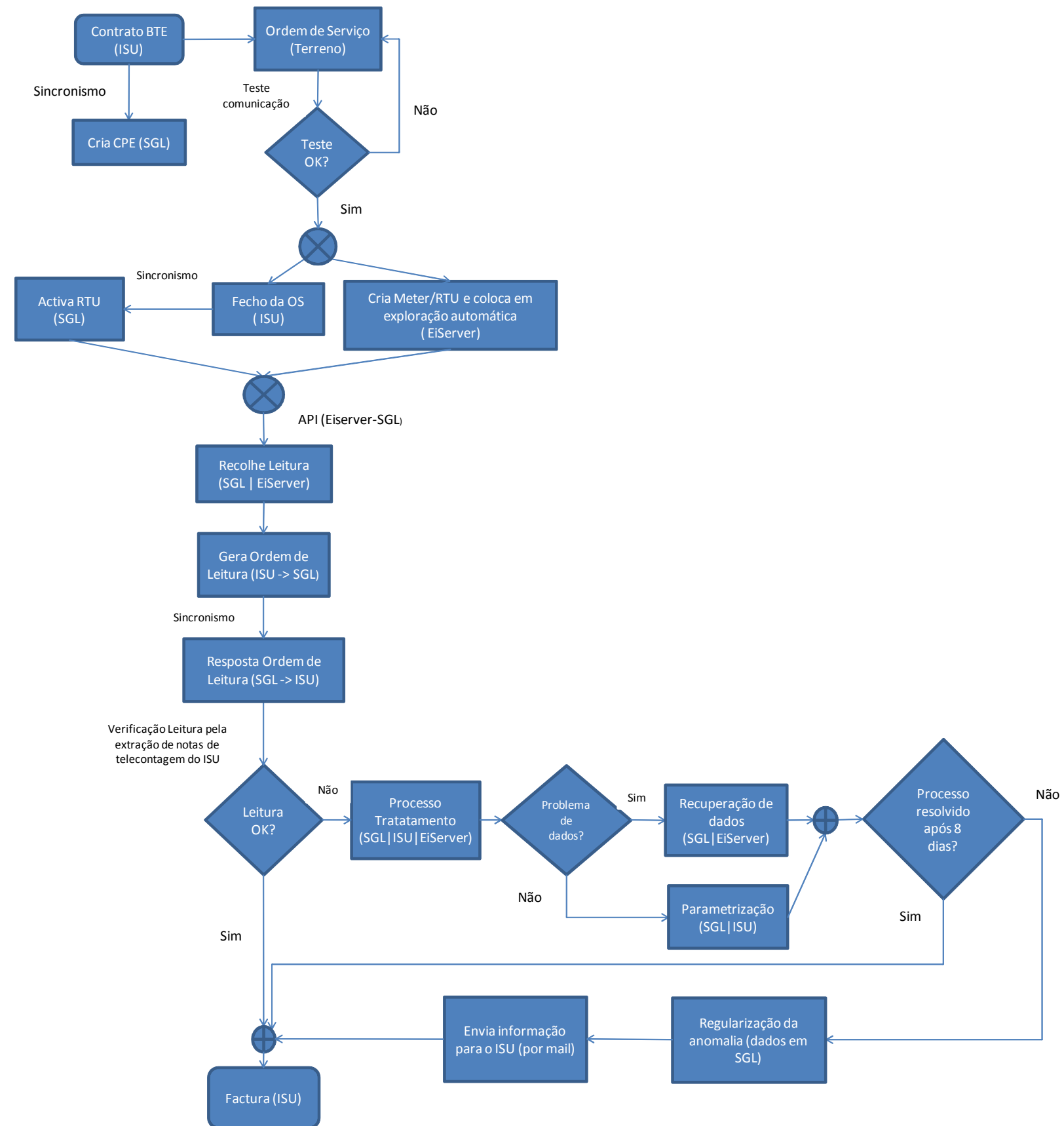
Esta actividade engloba todo o processo que permite a facturação de clientes BTE com telecontagem, MT, AT e MAT e da microprodução.

De realçar a importância da validade dos dados (dados correctos) para que a facturação seja efectuada correcta e atempadamente.

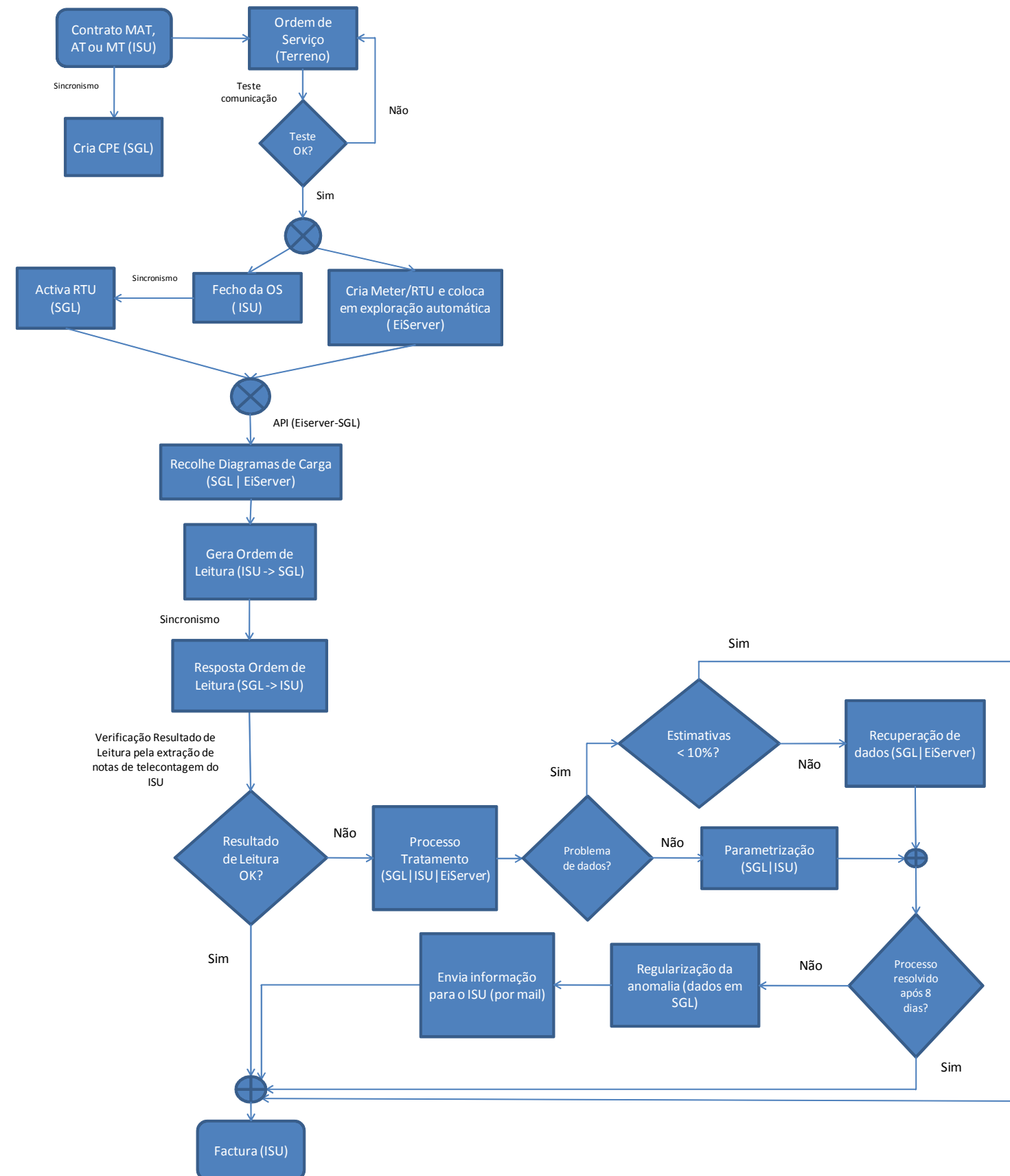
A actividade encontra-se descrita nos fluxogramas 1, 2 e 3, apresentados de seguida.



Fluxograma 1 – Facturação Microprodução



Fluxograma 2 – Facturação BTE com telecontagem



Fluxograma 3 – Facturação MAT, AT, MT

- Disponibilização de dados (produção; BT; MT, AT e MAT)

Esta actividade prende-se com a disponibilização de dados ao mercado e à REN (gestor de ofertas), para consumidores BT, MT, AT e MAT e ao mercado, REN e PE_CUR, no caso da produção.

A destacar a importância da correcta e atempada disponibilização da informação, devido ao seu papel fulcral nas estimativas efectuadas pelos comercializadores e REN.

É importante referir, também, a importância da validade dos dados referentes à DGM e PRE, para que o factor de adequação possa ser calculado correctamente permitindo, assim, o envio da informação à REN.

Esta actividade encontra-se representada nos fluxogramas 4, 5 e 6..

- Resolução de anomalias

Esta actividade prende-se com a detecção, resolução e regularização de anomalias de ligação e fraude/furto, e respectiva facturação (parcial, ao cliente, no caso das anomalias de ligação; total, directamente ao comercializador – indemnização – no caso de fraude/furto).

Esta actividade encontra-se representada no fluxograma 7..

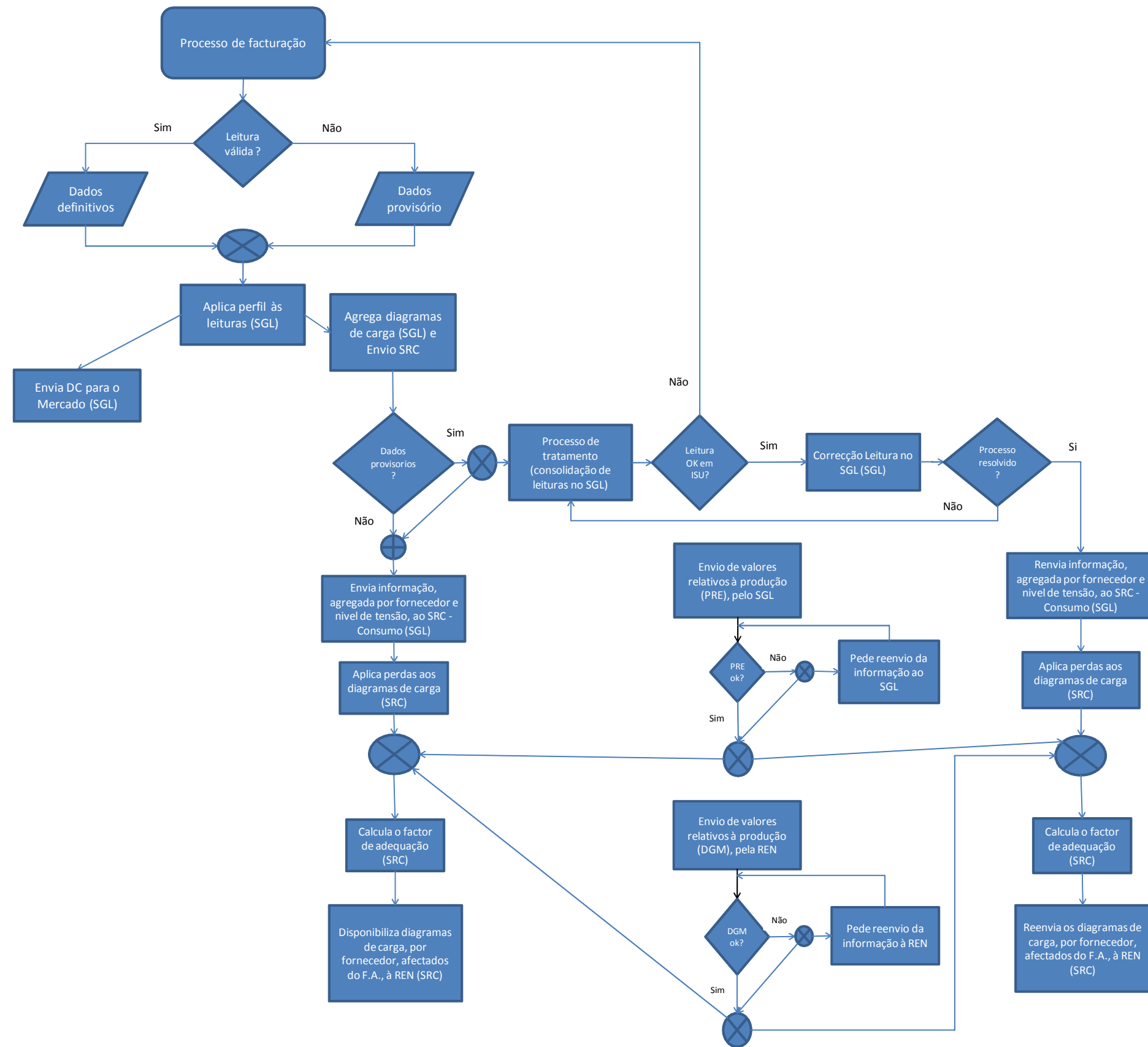
- Tratamento de reclamações/pedidos de informação.

Esta actividade distingue reclamações/pedidos de informação de canais externos (de comercializadores, relativamente a dados disponibilizados pelo SGL, e da REN, relativamente a dados consolidados – fecho das carteiras – do SRC) de reclamações/pedidos de informação de canais internos (Soluções comerciais e gestor de cliente).

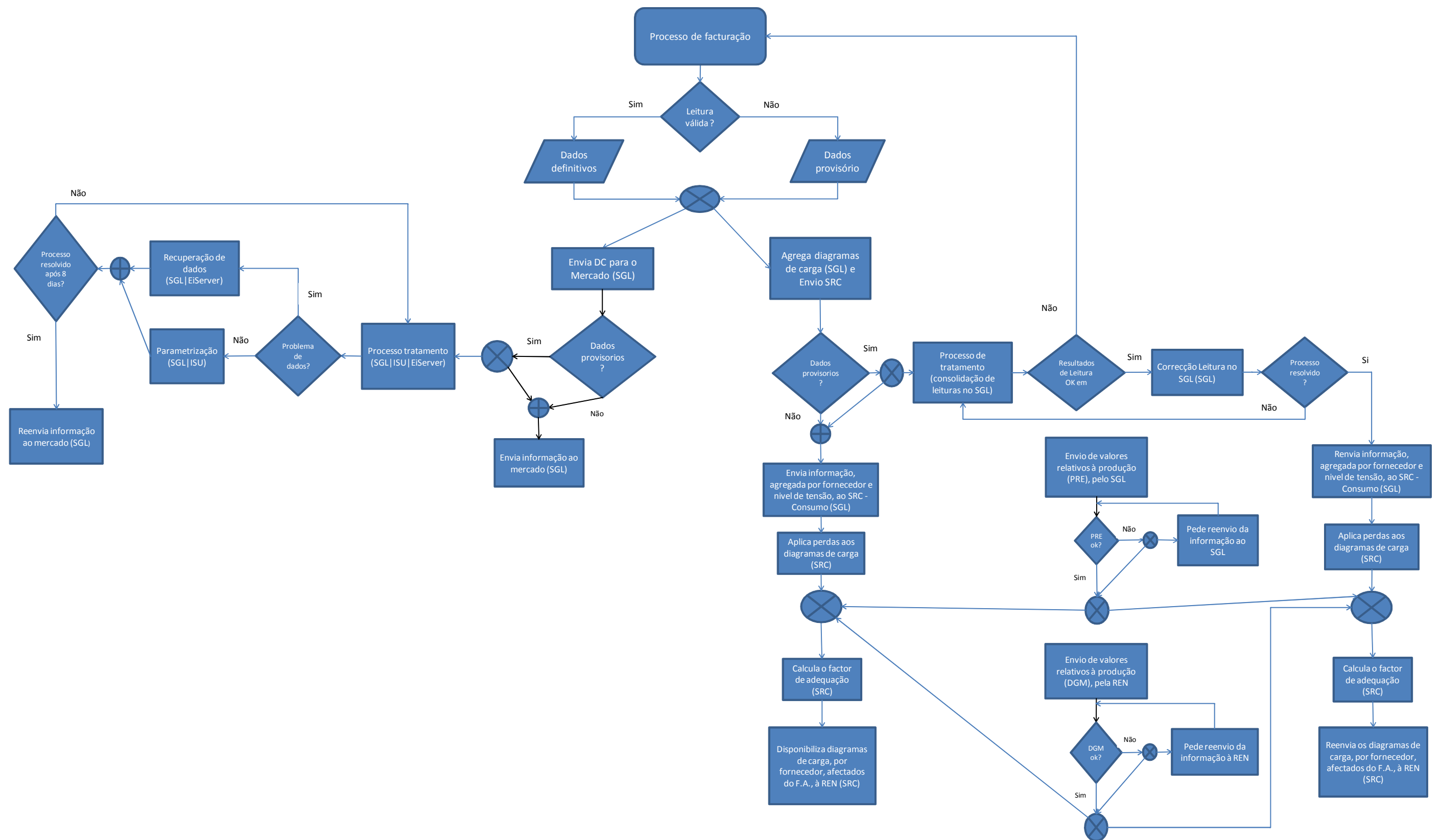
A informação é analisada e, eventualmente, tratada e corrigida (no caso de não estar correcta).

Por fim, é enviada uma resposta (com ou sem correcção de dados) aos respectivos destinatários.

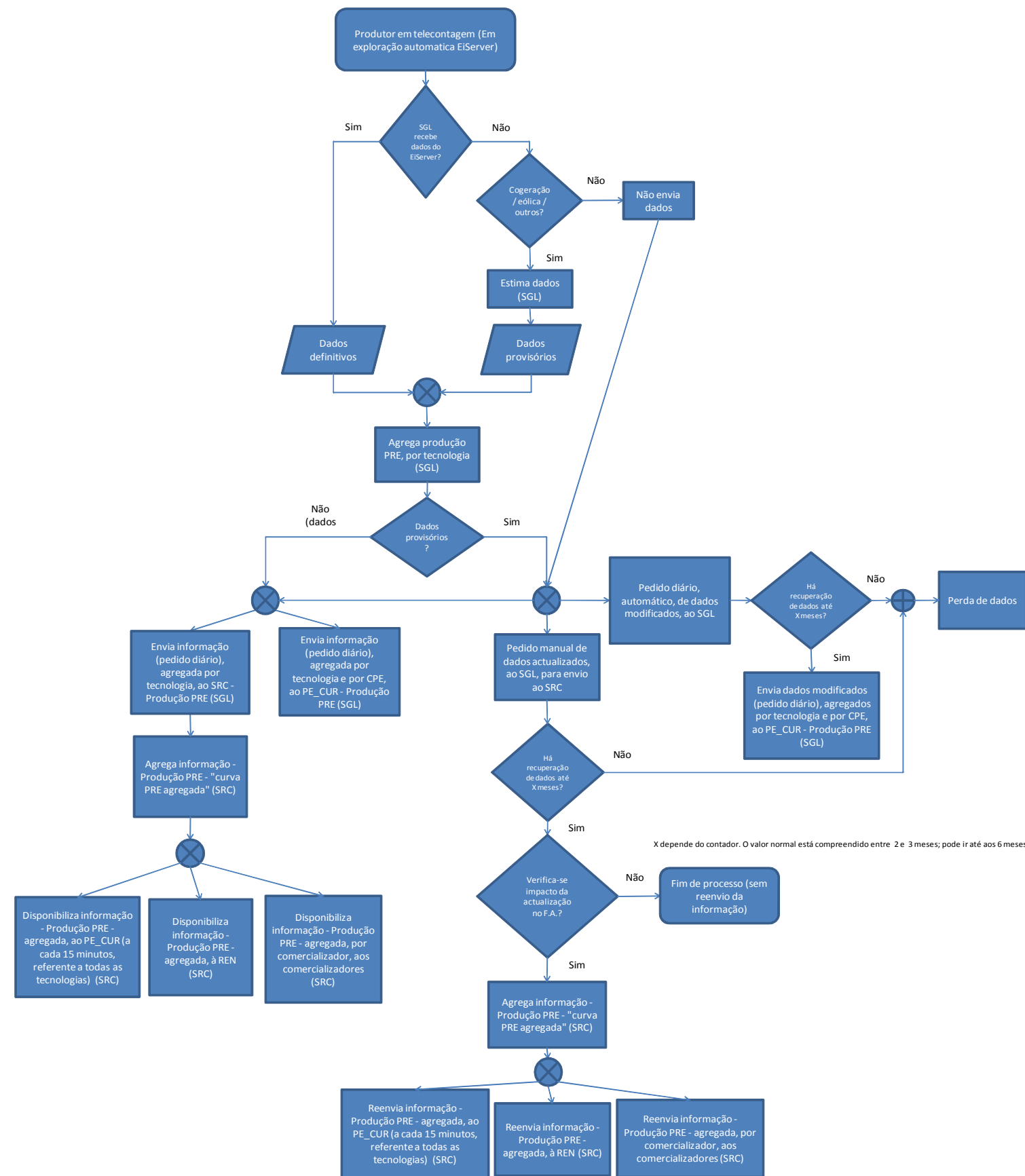
A actividade encontra-se representada no fluxograma 8.



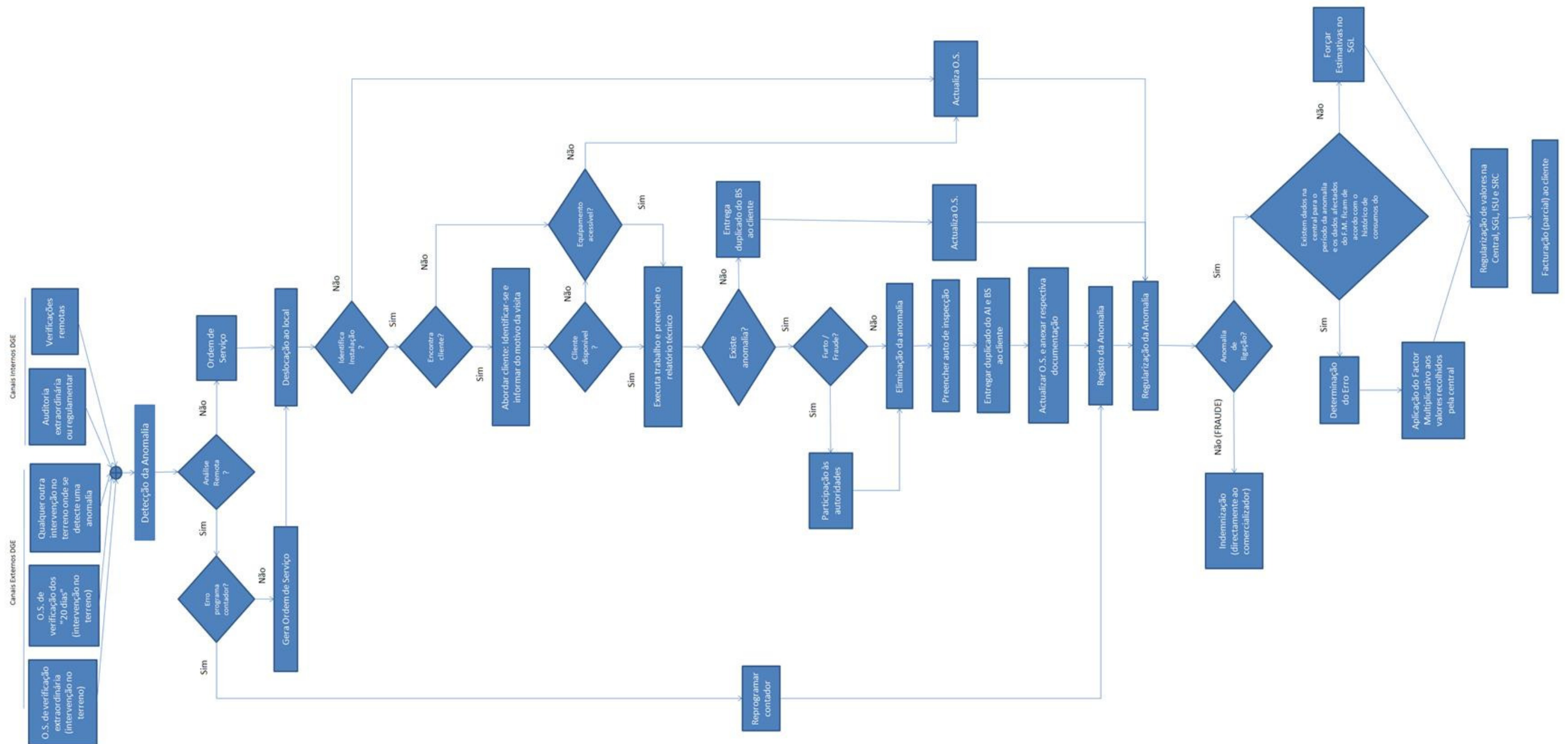
Fluxograma 4 – Disponibilização BT



Fluxograma 5 – Disponibilização MAT, AT, MT

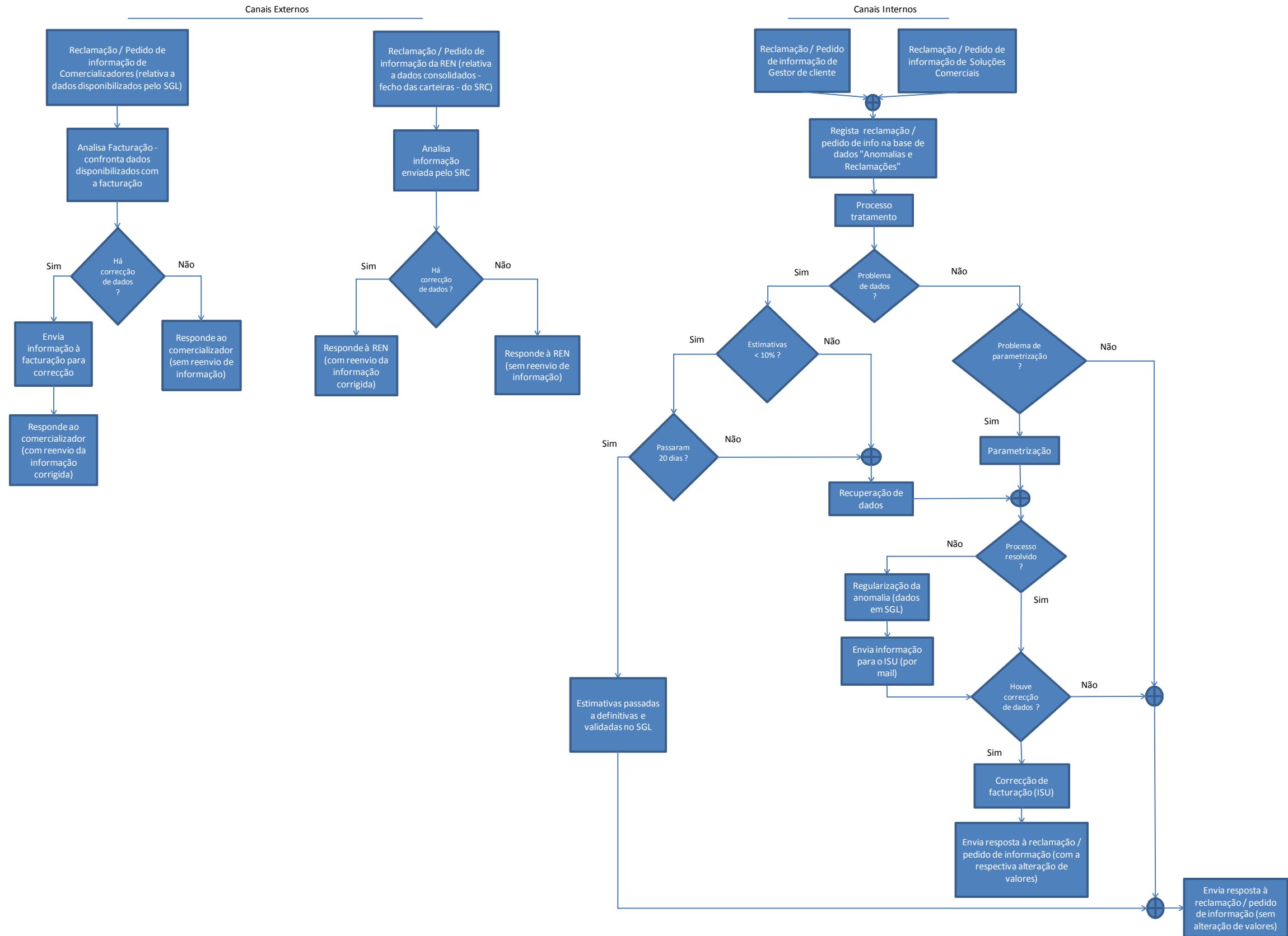


Fluxograma 6 – Disponibilização Produção



Fluxograma 7 – Resolução de anomalias

Modelo de controlo da qualidade dos dados de energia eléctrica



Fluxograma 8 – Tratamento de reclamações / pedidos de informação

3.5.2. Definição dos pontos críticos de controlo dos processos

Após a concepção dos fluxogramas referentes a cada tarefa desempenhada pela DGE., por cada segmento, é importante definir os principais pontos críticos de controlo do processo, para que os indicadores a conceber, posteriormente, sejam os mais adequados, e permitam aferir com precisão sobre o desempenho de cada tarefa.

- Facturação

Relativamente ao processo de facturação há que ter em atenção os casos de “leitura não ok”, nomeadamente: problemas de dados e problemas de parametrização. A referir, também, que nos casos de consumidores MT, AT e MAT, os problemas de dados se podem distinguir em: casos de estimativas > 10% (menos graves) e casos de estimativas > 10% (obviamente, mais graves). Controlar estes dois aspectos (problemas de dados e de parametrização) torna-se fulcral para o bom desempenho do processo de facturação.

- Disponibilização de dados

No processo de disponibilização de dados o principal ponto crítico do controlo do processo prende-se com os casos de “leitura inválida”, que irão originar o envio de dados provisórios (estimados). Para além da “falha” no envio de dados reais, este facto origina a necessidade de reenvio dos dados (excepto para o mercado, no caso de consumidores BT). Controlar a % de dados provisórios enviados, bem como do tempo de reenvio da informação, irá ser relevante para o controlo do desempenho deste processo.

- Resolução de anomalias

O controlo do processo de resolução de anomalias, visto tratar-se de um processo reactivo, pode ser feito pela percepção do número de anomalias registadas (em especial, de anomalias de ligação – visto que as fraudes/furtos são realizadas por terceiros, e escapam à supervisão/controlo directos da EDP Distribuição).

- Tratamento de reclamações/pedidos de informação

As reclamações e pedidos de informação surgem, muitas vezes, como consequência da não-qualidade de outros processos (ex. reclamações de facturação), tratando-se, também, de um processo reactivo.

A percepção do nº de reclamações registadas, e, em especial, do número de reclamações que levam a correcções – que, consequentemente, confirmam a existência de erro - permitem aferir sobre o desempenho da qualidade (de forma geral e pouco concreta) dos processos de facturação e disponibilização, referidos acima.

O tempo médio de resposta a uma reclamação/pedido de informação poderia permitir controlar a qualidade de desempenho do processo em si.

3.5.3. Concepção de indicadores para cada actividade desempenhada

Tendo por base a descrição e análise pormenorizadas das actividades/tarefas desempenhadas pela direcção de gestão de energia – através dos fluxogramas concebidos - pretende-se a construção de um modelo para o controlo da qualidade dos dados de energia eléctrica.

Serão criados indicadores que permitam aferir sobre o desempenho de cada actividade/tarefa em estudo, tendo em conta os objectivos estratégicos da empresa.

É importante referir que, sendo a EDP Distribuição detentora de concessão exclusiva para operar a RND em AT e MT, eventuais melhorias de qualidade nos procedimentos em causa não iriam permitir ganhos de vantagem competitiva. No entanto, permitiriam aumentar a satisfação dos *stakeholders* (melhoria das suas necessidades) e, possivelmente, reduzir custos supérfluos e custos da *não qualidade*⁸ – custos da qualidade não aceitável - custos incorridos pela empresa quando a *não qualidade* ocorre.

Pretende-se que os trabalhadores tomem decisões mais correctas e informadas, com o acesso a estes indicadores, com o objectivo de melhorar o desempenho das diversas actividades/processos.

No entanto, é importante que as organizações não utilizem indicadores de desempenho para controlar os seus trabalhadores e que haja uma filosofia e divulgação amplas no sentido da melhoria e não da punição, caso o desempenho atingido não seja o esperado.

Conclui-se, portanto, que os indicadores de desempenho se apresentam como elementos chave para identificar e controlar necessidades e permitir monitorizar e melhorar o desempenho dos mais variados processos.

Para cada indicador que se pretenda conceber, é importante apresentar-se⁹:

⁸ PIRES, A. Ramos, Qualidade – Sistemas de gestão da qualidade

⁹ Endereço URL: <http://kpilibrary.com/>

- O nome do indicador;
- A pessoa responsável pelo nível de desempenho do indicador e respectivo cálculo;
- Fórmula de cálculo;
- Fonte de recolha de dados;
- Periodicidade de recolha de dados;
- Responsável pela recolha de dados;
- *Targets*/metas a atingir;
- Frequência com que se reporta o indicador;
- Canal utilizado para se reportar o indicador;
- Destinatário(s).

Porém, nalguns casos, comparar o quão bem está o indicador a medir o desempenho da actividade/processo com o custo da recolha de dados para o seu respectivo cálculo pode ser bastante importante.

Os pontos referidos acima permitiram, assim, a construção de indicadores, para cada tarefa e segmento específicos. No trabalho realizado, para cada indicador concebido, será apresentado o seu nome e a respectiva fórmula de cálculo¹⁰:

- Facturação – MicroProdução

Indicador 1: percentagem de problemas de parametrização, por mês

Fórmula de cálculo indicador 1: (número de problemas de parametrização verificados no mês X / número total de leituras realizadas no mês X) * 100 – referentes a contratos microprodução

Indicador 2: percentagem de problemas de leitura, por mês

Fórmula de cálculo indicador 2: (número de problemas de dados verificados no mês X / número total de leituras realizadas no mês X) * 100 – referentes a contratos microprodução.

- Facturação – BTE

Indicador 3: percentagem de problemas de parametrização, por mês

Fórmula de cálculo indicador 3: (número de problemas de parametrização verificados no mês X / número total de leituras realizadas no mês X) * 100 – referentes a contratos BTE.

Indicador 4: percentagem de problemas de leitura, por mês

Fórmula de cálculo indicador 4: (número de problemas de dados verificados no mês X / número total de leituras realizadas no mês X) * 100 – referentes a contratos BTE

¹⁰ Quadro resumo dos indicadores concebidos no Anexo 4.

- Facturação – MAT, AT e MT

Indicador 5: percentagem de problemas de parametrização, por mês

Fórmula de cálculo indicador 5: (número de problemas de parametrização verificados no mês X / número total de leituras realizadas no mês X) * 100 – referentes a contratos MAT, AT, MT.

Indicador 6: percentagem de problemas de dados (com estimativas superiores a 10%), por mês

Fórmula de cálculo indicador 6: (número de problemas de dados, com estimativas superiores a 10%, no mês X / número total de leituras realizadas no mês X) * 100 – referentes a contratos MAT, AT, MT.

Indicador 7: percentagem de problemas de dados (com estimativas inferiores a 10%), por mês

Fórmula de cálculo indicador 7: (número de problemas de dados, com estimativas inferiores a 10%, no mês X / número total de leituras realizadas no mês X) * 100 – referentes a contratos MAT, AT, MT.

- Disponibilização de dados – BTE

Indicador 8: percentagem de dados provisórios enviados, por mês

Fórmula de cálculo indicador 8: (número de leituras não-válidas, no mês X / número total de leituras realizadas no mês X) * 100 – referentes a contratos BTE.

Indicador 9: tempo médio de reenvio da informação à REN

Fórmula de cálculo indicador 9: (somatório dos “tempos de reenvio da informação” para cada dado provisório, no mês X / número de leituras não válidas, no mês X) – referentes a contratos BTE.

Indicador 10: percentagem de falhas no cálculo do factor de adequação, por falta de PRE

Fórmula de cálculo indicador 10: (número de tentativas de cálculo do factor de adequação falhadas, devido a falta de PRE, no mês X / número de tentativas de cálculo do factor de adequação, no mês X) * 100 – referentes a contratos BTE.

Indicador 11: percentagem de falhas no cálculo do factor de adequação, por falta de DGM

Fórmula de cálculo indicador 11: (número de tentativas de cálculo do factor de adequação falhadas, devido a falta de DGM, no mês X / número de tentativas de cálculo do factor de adequação, no mês X) * 100 – referentes a contratos BTE.

- Disponibilização de dados – MAT, AT, MT

Indicador 12: percentagem de dados provisórios enviados, por mês

Fórmula de cálculo indicador 12: $(\text{número de leituras não válidas no mês X} / \text{número total de leituras realizadas no mês X}) * 100$ – referentes a contratos MAT, AT, MT.

Indicador 13: tempo médio de reenvio da informação à REN

Fórmula de cálculo indicador 13: $(\text{somatório dos “tempos de reenvio da informação” à REN, para cada dado provisório, no mês X} / \text{número de leituras não válidas no mês X})$ – referentes a contratos MAT, AT, MT.

Indicador 14: tempo médio de reenvio da informação ao mercado

Fórmula de cálculo indicador 14: $(\text{somatório dos “tempos de reenvio da informação” ao mercado, para cada dado provisório, no mês X} / \text{número de leituras não válidas no mês X})$ – referentes a contratos MAT, AT, MT.

Indicador 15: percentagem de falhas no cálculo do factor de adequação, por falta de PRE

Fórmula de cálculo indicador 15: $(\text{número de “tentativas de cálculo do factor de adequação” falhadas, devido a falta de PRE, no mês X} / \text{número de “tentativas de cálculo do factor de adequação”, no mês X}) * 100$ - referentes a contratos MAT, AT, MT.

Indicador 16: percentagem de falhas no cálculo do factor de adequação, por falta de DGM

Fórmula cálculo indicador 16: $(\text{número de “tentativas de cálculo do factor de adequação” falhadas, devido a falta de DGM, no mês X} / \text{número de “tentativas de cálculo do factor de adequação”, no mês X}) * 100$ - referentes a contratos MAT, AT, MT.

- Disponibilização de dados – Produção

Indicador 17: percentagem de dados provisórios enviados, por mês

Fórmula cálculo indicador 17: $[(\text{número de dados provisórios enviados, no mês X}) / (\text{número de dados provisórios enviados, no mês X} + \text{número de dados definitivos enviados, no mês X})] * 100$ – referentes à produção.

Indicador 18: percentagem de dados não enviados, por mês

Fórmula cálculo indicador 18: $[(\text{número de dados não recebidos*} - \text{número de dados provisórios}) / (\text{número de dados não recebidos*} + \text{número de dados definitivos})] * 100$ – referentes à produção.

Indicador 19: percentagem de dados recuperados reenviados, por mês (afere sobre a qualidade das estimativas)

Fórmula cálculo indicador 19: $(\text{número de reenvios (manuais) da informação, no mês X} / \text{número de dados recuperados, no mês X}) * 100$ - referentes à produção.

Indicador 20: percentagem de dados provisórios cujos valores não foram recuperados (perda de dados), por mês

Fórmula cálculo indicador 20: (número de dados não recuperados, no mês X, perda de dados / número de dados provisórios enviados, no mês X) * 100 - referentes à produção.

- Resolução de Anomalias

Indicador 21: número de anomalias registadas, por mês

Fórmula de cálculo indicador 21: somatório de todas as anomalias (valor absoluto), por cada mês.

Indicador 22: percentagem de anomalias de ligação registadas, por mês

Fórmula de cálculo indicador 22: (número de anomalias de ligação no mês X / número total de anomalias – anomalias de ligação e fraude/furto, no mês X) * 100.

- Reclamações – Pedidos de informação

Indicador 23: número de reclamações de facturação, por mês

Fórmula de cálculo indicador 23: somatório de todas as reclamações de facturação (valor absoluto), por cada mês.

Indicador 24: percentagem de reclamações que levam a correcções de facturação, por mês.

Fórmula de cálculo indicador 24: (número de correcções de facturação, no mês X / número total de reclamações de facturação, no mês X) * 100.

Indicador 25: número de reclamações de dados disponibilizados pelo SGL, por mês

Fórmula de cálculo indicador 25: somatório de todas as reclamações relativas a dados disponibilizados pelo SGL (valor absoluto), por cada mês.

Indicador 26: percentagem de reclamações que levam a correcções de dados disponibilizados pelo SGL, por mês

Fórmula de cálculo indicador 26: (número de correcções de dados disponibilizados pelo SGL, no mês X / número total de reclamações relativas a dados disponibilizados pelo SGL, no mês X) * 100.

Indicador 27: número de reclamações de dados disponibilizados pelo SRC, por mês

Fórmula de cálculo indicador 27: somatório de todas as reclamações relativas a dados disponibilizados pelo SRC (valor absoluto), por cada mês.

Indicador 28: percentagem de reclamações que levam a correcções de dados disponibilizados pelo SRC, por mês

Fórmula de cálculo indicador 28: (número de correcções de dados disponibilizados pelo SRC, no mês X / número total de reclamações relativas a dados disponibilizados pelo SRC, no mês X) * 100.

Indicador 29: prazo médio de resposta a reclamações, em dias úteis

Fórmula de cálculo indicador 29: (somatório dos prazos de resposta a reclamações, no mês X / número total de reclamações, no mês X).

Caberá à DGE, futuramente, o cálculo e monitorização dos indicadores concebidos, bem como das respectivas metas a atingir. Pretende-se, portanto, que sejam atingidos os seguintes objectivos¹¹:

- Melhoria da satisfação e confiança dos clientes;
- Aumento da produtividade;
- Redução dos custos internos;
- Melhoria dos processos.

3.5.4. Levantamento de informação para o cálculo do custo de cada tipo de dados fornecidos ao mercado de energia eléctrica

3.5.4.1. Custos detalhados das tarefas desempenhadas pela DGE

É importante para qualquer empresa conhecer os custos detalhados dos seus processos. Esta informação permite definir os segmentos e tarefas que apresentam maiores custos unitários, encontrar custos supérfluos, bem como implementar processos de redução de custos mais fundamentados e orientados.

Assim, as empresas podem moldar-se de forma mais estruturada, tomar melhores decisões e ter um planeamento mais eficaz, obtendo melhor desempenho e sendo mais bem-sucedidas em épocas de conjuntura económico-financeira desfavorável, como a em que vivemos.

Assim, relativamente a cada tarefa desempenhada pela DGE, apresentam-se os respectivos custos detalhados:

- Facturação:
Custos no terreno: instalação e manutenção do contador;
Custos de *backoffice* – resolução de anomalias: processo de tratamento de dados, processo de tratamento parametrização e regularização de anomalias;
Custos EiServer: parametrização, recolha de leitura e envio da leitura para o SGL;
Custos SGL: parametrização, regularização de dados (estimativas, perdas, perfil) e facturação;

¹¹ Endereço URL: <http://www.qualityauditor.co.uk/#/quality-management/4528745878>

Custos GESC: parametrização.

- Disponibilização de dados:

Custos no terreno: instalação e manutenção do contador;

Custos de *backoffice* – resolução de anomalias: processo de tratamento de dados, processo de tratamento parametrização e regularização de anomalias;

Custos EiServer: parametrização, recolha de leitura e envio da leitura para o SGL;

Custos SGL: parametrização, regularização de dados (estimativas, perdas, perfil) e disponibilização;

Custos GESC: parametrização;

Custos SRC: parametrização e disponibilização.

- Reclamações e pedidos de informação:

Custos no terreno: instalação e manutenção do contador;

Custos de *backoffice* – resolução de anomalias e pedidos de informação: processo de tratamento de dados, processo de tratamento parametrização e regularização de anomalias/resolução de pedidos de informação.

3.5.4.2. Custos OPEX e CAPEX dos sistemas de suporte às actividades da DGE

Foram disponibilizados pela empresa os custos OPEX, consolidados a Novembro de 2011, por sistema (SGL, SRC, SGT-ES e GESC) e a média dos custos CAPEX, totais, desde 2008 até 2012 (previsão).

Por custos OPEX (*Operational Expenditure*¹²) entendem-se os custos operacionais, ou seja, os custos necessários para manter em operação os bens de capital de uma determinada empresa (como equipamentos e instalações). Depreende-se, assim, que representam os custos para manter em funcionamento os sistemas referidos no parágrafo anterior.

Já por custos CAPEX (*Capital Expenditure*¹³) entendem-se os custos de investimento em bens de capital. Por conseguinte, estes representam os custos com a aquisição, implementação e introdução de melhorias nos sistemas referidos.

¹² MOTA, António Gomes e Custódio, Cláudia, Finanças da Empresa

¹³ MOTA, António Gomes e Custódio, Cláudia, Finanças da Empresa

Obtiveram-se, portanto, os custos CAPEX, por sistema, através da proporção dos custos OPEX, a partir do valor médio CAPEX referido anteriormente.

Calculou-se, de seguida, o custo total (OPEX+CAPEX), por mês, para cada sistema, apresentado no quadro 1.

Quadro 1 - Opex + Capex, a Novembro de 2011

	<u>Consolidado Novembro 2011</u>	<u>Média Mensal</u>
SGL	1.427.519 €	129.774 €
SRC	245.067 €	22.279 €
SGT-ES	143.040 €	13.004 €
GESC	720.818 €	65.529 €
<u>Total</u>	2.536.444€	230.586 €

Por não se efectuar telecontagem para clientes domésticos, não há quaisquer custos para este segmento, relativamente ao sistema SGT-ES, daí o seu reduzido valor mensal relativo.

É relevante referir a importância do segmento Baixa Tensão Normal (“**BTN**”) (domésticos), que corresponde a 99,06% do mercado, responsável por 43,75% do consumo total anual.

Relativamente aos sistemas utilizados, destacam-se os sistemas SGL e GESC como os mais dispendiosos para a empresa; 129.774 e 65.529 euros, respectivamente.

Capítulo 4 – Conclusão

O estágio realizado na EDP Distribuição, ilustrado neste relatório – abrangendo a concretização do plano de estágio, definido inicialmente pela empresa, a par da realização de tarefas de enquadramento – permitiu um primeiro contacto com o mundo do trabalho – conhecer a realidade de uma grande empresa, interagir com os restantes elementos da direcção, e perceber a sua cultura, rotinas e métodos de trabalho – representando uma mais-valia académica e profissional.

Perante a conjuntura económica cada vez mais instável e desfavorável, a qualidade dos serviços prestados torna-se num factor determinante da competitividade e sucesso das organizações – satisfação do cliente a baixo custo. No entanto, a qualidade necessita de ser objectivada e quantificada, de forma a ser mensurável; de outro modo, não existirá possibilidade de controlo.

O modelo de controlo da qualidade delineado pretendeu focar-se nos pontos críticos de controlo dos processos, procurando, futuramente, através da aplicação e monitorização dos diversos indicadores concebidos, identificar e controlar necessidades, monitorizar e melhorar o desempenho dos diversos processos, reduzir custos internos e permitir a tomada de decisões de forma mais informada e estruturada. Pretende, assim, adoptar-se uma postura pró-activa.

É importante referir o contributo das novas tecnologias e dos sistemas de informação para o devido acompanhamento e controlo dos diversos indicadores que se pretende implementar.

Efectuou-se, também, o levantamento de informação para o cálculo do custo de cada tipo de dados fornecidos ao mercado de energia eléctrica. Pretende-se que a EDP Distribuição calcule, futuramente, o custo de cada tipo de dados fornecidos ao mercado de energia eléctrica, por sistema e por segmento, de forma pormenorizada. Relevam-se os sistemas SGL e GESC, pelo seu elevado custo mensal total, apresentando-se como áreas prioritárias. A redução de custos apresenta-se como elemento chave para a sustentabilidade do negócio.

Bibliografia

Publicações

PIRES, A. Ramos, Qualidade – Sistemas de gestão da qualidade, 2012.

CIANFRANI, Charles A. e WEST, John E., Cracking the Case of ISO 9001:2008 for Service: A Simple Guide to Implementing Quality Management to Service, 2009.

MOTA, António Gomes e CUSTÓDIO, Cláudia, Finanças da Empresa, 2008.

Endereços electrónicos

<http://www.erse.pt>

<http://www.edpdistribuição.pt>

<http://www.edp.pt>

<http://www.ren.pt>

<http://kpilibrary.com/>

<http://isoonline.com.br/como-funciona/iso-9001/beneficios-da-certificacao-iso-9001-para-as-empresas-3/>

<http://www.pmhut.com/quality-management-strategy>

<http://www.qualityauditor.co.uk/#/quality-management/4528745878>

Regulamentos / Guias

Regulamento da qualidade de serviço, aprovado e publicado pela DGEG.

Regulamento de relações comerciais, aprovado e publicado pela ERSE.

Regulamento tarifário, aprovado e publicado pela ERSE.

Guia de medição, leitura e disponibilização de dados de energia eléctrica em Portugal continental, aprovado e publicado pela ERSE.

Anexo I

Extracto do Decreto-Lei n.º 75/2012 de 26 de março, relativo à liberalização do mercado de energia eléctrica:

O Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica, celebrado entre a República Portuguesa e o Banco Central Europeu, a Comissão Europeia e o Fundo Monetário Internacional, no quadro do programa de auxílio financeiro a Portugal, obriga à extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade e gás natural a clientes finais até 1 de janeiro de 2013.

A prossecução destes objetivos, no âmbito do sector eléctrico, decorre também da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, a qual, estabelecendo regras comuns para o mercado interno da eletricidade, obriga à sua liberalização.

Assim, em cumprimento da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, e do referido Memorando de Entendimento, o Governo aprovou, em 28 de julho, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 34/2011, apresentando, desta forma, o calendário para a extinção gradual das tarifas reguladas de venda a clientes finais de eletricidade e de gás natural.

No presente decreto -lei, estabelece -se o regime destinado a permitir a extinção, de forma gradual, por escalão de potência contratada, de todas as tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais no território continental, estendendo, assim, à baixa tensão normal (BTN), o processo iniciado pelo Decreto -Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, que determinou a extinção das aludidas tarifas para clientes em muito alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE).

O processo de extinção das tarifas reguladas concretiza-se através da eliminação das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais em BTN e da introdução de mecanismos regulatórios de incentivo à adesão ao mercado de eletricidade em regime de preço livres, que se manterão regulados, de forma transitória e no máximo, até 31 de dezembro de 2014 e até 31 de dezembro de 2015, consoante os clientes tenham potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA ou inferior a 10,35 kVA, respetivamente.

O modelo de extinção gradual das tarifas de venda a clientes finais visa criar condições para que os comercializadores possam oferecer eletricidade num contexto de efetiva concorrência, dinamizando a transição dos clientes para um mercado liberalizado. A concretização deste modelo em função dos escalões de potência contratada, acompanhada da introdução de mecanismos regulatórios que incentivam a transição para um mercado energético liberalizado, toma em consideração a sensibilidade dos clientes compreendidos em cada um dos aludidos escalões à introdução de preços de mercado.

O processo de extinção das tarifas reguladas será, assim, acompanhado pela adoção de mecanismos de salvaguarda dos clientes finais economicamente vulneráveis, designadamente,

a possibilidade de serem fornecidos por um comercializador de último recurso e a adoção de instrumentos de relacionamento comercial adaptados às suas necessidades.

Tais mecanismos de salvaguarda acrescem aos descontos aplicáveis aos clientes finais economicamente vulneráveis, designadamente à tarifa social da eletricidade, estabelecida pelo Decreto -Lei n.º 138 -A/2010, de 28 de dezembro, e ao apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE), previsto no Decreto -Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro.

Foi ouvida a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

Foi promovida a audição ao Conselho Nacional do Consumo.

Anexo II

Extracto do regulamento da qualidade de serviço – RQS – objecto e campo de aplicação:

Artigo 1.º

Objecto

O presente Regulamento estabelece os padrões mínimos de qualidade, de natureza técnica e comercial, a que deve obedecer o serviço prestado pelas entidades do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Portugal continental.

Artigo 2.º

Campo de aplicação

1 - As disposições do presente Regulamento têm o seguinte âmbito de aplicação:

- a) Fornecimento de energia eléctrica;
- b) Relacionamento entre operadores da rede de transporte e das redes de distribuição;
- c) Relacionamento dos comercializadores de último recurso, comercializadores regulados, comercializadores e agentes externos com os operadores da rede de transporte e das redes de distribuição;
- d) Produção de energia eléctrica por entidades com instalações fisicamente ligadas às redes públicas;

e) Utilização de energia eléctrica.

2 - Estão abrangidas pelas disposições deste Regulamento as seguintes entidades:

- a) O operador da rede de transporte;
- b) Os operadores das redes de distribuição;
- c) Os comercializadores de último recurso e os comercializadores regulados;
- d) Os comercializadores;
- e) Os agentes externos;
- f) Os clientes;
- g) Os produtores com instalações ligadas à rede de transporte e às redes de distribuição.

3 - Excluem-se do presente Regulamento as situações de incumprimento dos padrões de qualidade originadas por casos fortuitos ou de força maior.

4 - Para efeitos do presente Regulamento, consideram-se casos fortuitos ou de força maior os que reúnam as condições de exterioridade, imprevisibilidade e irresistibilidade, nomeadamente os que resultem da ocorrência de greve geral, alteração da ordem pública, incêndio, terramoto, inundação, vento de intensidade excepcional, descarga atmosférica directa, sabotagem, malfeitoria e interven  o de terceiros devidamente comprovada.

5 - Os procedimentos a observar pelos operadores da rede de transporte e das redes de distribuição, quando ocorram casos fortuitos ou de força maior, constam do anexo I do presente Regulamento, que dele faz parte integrante.

Extracto do regulamento de relações comerciais – RRC – objecto e âmbito de aplicação:

Artigo 1.º

Objecto

1 - O presente regulamento tem por objecto estabelecer as disposições relativas às relações comerciais entre os vários sujeitos intervenientes no Sistema Eléctrico Nacional (SEN), bem como as condições comerciais para ligação às redes públicas.

2 - O presente regulamento estabelece igualmente as disposições relativas ao funcionamento das relações comerciais nos sistemas eléctricos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, bem como o funcionamento das relações comerciais entre aqueles sistemas eléctricos e o sistema eléctrico de Portugal continental.

Artigo 2.º

Âmbito de aplicação

Estão abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente regulamento:

1 - Em Portugal continental:

- a) Os consumidores ou clientes.
- b) Os comercializadores.
- c) Os comercializadores de último recurso.
- d) O operador logístico de mudança de comercializador.
- e) Os operadores das redes de distribuição em baixa tensão (BT).
- f) O operador das redes de distribuição em média tensão (MT) e alta tensão (AT).
- g) O operador da rede de transporte.
- h) O Agente Comercial.
- i) A concessionária da zona piloto.
- j) Os produtores em regime ordinário.

2

- k) Os produtores em regime especial, nos termos previstos na legislação.
- l) Os operadores de mercados.
- m) Outras pessoas singulares ou colectivas que exerçam actividades relacionadas com produção, comercialização ou compra e venda de energia eléctrica.

2 - Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira estão ainda abrangidos:

- a) Os clientes vinculados.

b) A concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores (RAA).

c) A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira

(RAM).

d) Os produtores vinculados.

e) Os produtores não vinculados.

f) Os produtores em regime especial, nos termos previstos na legislação.

3 - Estão abrangidas pelo presente regulamento as seguintes matérias:

a) Identificação dos sujeitos intervenientes no sector eléctrico e respectivas actividades e funções.

b) Regras de relacionamento comercial aplicáveis aos operadores das redes, comercializadores e comercializadores de último recurso.

c) Condições comerciais de ligações às redes.

d) Regras relativas à medição, leitura e disponibilização de dados de consumo de energia eléctrica.

e) Escolha de comercializador, modalidades de contratação e funcionamento dos mercados de energia eléctrica.

f) Regras de relacionamento comercial dos comercializadores e comercializadores de último recurso com os respectivos clientes.

g) Convergência tarifária com as Regiões Autónomas.

h) Garantias administrativas e resolução de conflitos.

Extracto do regulamento tarifário – RT – objecto e âmbito de aplicação:

Artigo 1.º

Objecto

1 - O presente Regulamento estabelece as disposições aplicáveis aos critérios e métodos para a formulação de tarifas e preços de energia eléctrica a prestar pelas entidades por ele abrangidas, à definição das tarifas reguladas e respectiva estrutura, ao processo de cálculo e determinação das tarifas, à determinação dos proveitos permitidos, aos procedimentos a adoptar para a fixação das tarifas, sua alteração e publicitação, bem como, às obrigações das entidades do sector eléctrico, nomeadamente, em matéria de prestação de informação.

2 - O presente regulamento estabelece ainda as disposições específicas aplicáveis à convergência tarifária dos sistemas eléctricos públicos de Portugal continental e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Artigo 2.º

Âmbito

1 - O presente Regulamento tem por âmbito as tarifas a aplicar nas seguintes relações comerciais:

a) Em Portugal continental:

i) Entregas da entidade concessionária da RNT à entidade concessionária da RND.

ii) Entregas da entidade concessionária da RND aos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.

iii) Fornecimentos dos comercializadores de último recurso aos clientes finais.

iv) Fornecimentos do comercializador de último recurso em MT e AT aos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.

v) Utilização da rede da entidade concessionária da RNT.

vi) Utilização das redes da entidade concessionária da RND.

vii) Utilização das redes dos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.

b) Na Região Autónoma dos Açores:

i) Fornecimentos da concessionária do transporte e distribuição da RAA aos clientes finais.

2

ii) Utilização das redes da concessionária do transporte e distribuição da RAA.

c) Na Região Autónoma da Madeira:

i) Fornecimentos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM aos clientes finais.

ii) Utilização das redes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

2 - Estão abrangidos pelo âmbito de aplicação do presente Regulamento:

a) Em Portugal continental:

i) Os clientes.

ii) Os comercializadores.

iii) Os comercializadores de último recurso.

iv) Os operadores das redes de distribuição em AT e MT.

v) Os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.

vi) O operador da rede de transporte.

vii) O Agente Comercial.

viii) Os produtores em regime ordinário.

ix) Os produtores em regime especial, nos termos previstos na legislação.

- x) Os operadores de mercado.
- xi) O operador Logístico de Mudança de Comercializador.
- b) Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira:
 - i) Os clientes vinculados.
 - ii) Os clientes não vinculados.
 - iii) A concessionária do transporte e distribuição da RAA.
 - iv) A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.
 - v) Os produtores vinculados.
 - vi) Os produtores não vinculados.
 - vii) Os produtores em regime especial, nos termos previstos na legislação

Anexo III

Quadro 2 - Dados do mercado, a dezembro de 2011, por número de clientes

<u>Segmento</u>	<u>Nr. Clientes</u>	<u>% do Mercado</u>
BTN (Domésticos)	6.078.399	99,06%
BTE (Pequenos negócios)	33.825	0,55%
MAT, AT, MT (Industriais e Grandes Consumidores)	23.831	0,39%
<u>Total</u>	6.136.055	100,00%

Quadro 3- Dados do mercado, a dezembro de 2011, por consumo anualizado

<u>Segmento</u>	<u>Consumo anualizado [GWh]</u>	<u>% do Mercado</u>
BTN (Domésticos)	20.499,60	43,75%
BTE (Pequenos negócios)	3.574,50	7,63%
MAT, AT, MT (Industriais e Grandes Consumidores)	22.779,70	48,62%
<u>Total</u>	46.853,80	100,00%

Anexo IV

Quadro 4 - Quadro resumo indicadores

Fluxograma	Nome do indicador	Fórmula de cálculo
Facturação MicroProdução	% de problemas de parametrização, por mês	(Nº de problemas de parametrização verificados no mês X / Nº total de leituras realizadas no mês X) * 100 - referentes a contratos Micro Produção
	% de problemas de leitura, por mês	(Nº de problemas de dados verificados no mês X / Nº total de leituras realizadas no mês X) * 100 - referentes a contratos Micro Produção
Facturação BTE	% de problemas de parametrização, por mês	(Nº de problemas de parametrização verificados no mês X / Nº total de leituras realizadas no mês X) * 100 - referentes a contratos BTE
	% de problemas de leitura, por mês	(Nº de problemas de dados verificados no mês X / Nº total de leituras realizadas no mês X) * 100 - referentes a contratos BTE
Facturação MAT,AT,MT	% de problemas de parametrização, por mês	(Nº de problemas de parametrização verificados no mês X / Nº total de leituras realizadas no mês X) * 100 - referentes a contratos MAT, AT e MT
	% de problemas de dados (com estimativas superiores a 10%), por mês	(Nº de problemas de dados, com estimativas superiores a 10%, no mês X / Nº total de leituras realizadas no mês X) * 100 - referentes a contratos MAT, AT e MT
	% de problemas de dados (com estimativas inferiores a 10%), por mês	(Nº de problemas de dados, com estimativas inferiores a 10%, no mês X / Nº total de leituras realizadas no mês X) * 100 - referentes a contratos MAT, AT e MT
Disponibilização BTE	% de dados provisórios enviados, por mês	(Nº de leituras não válidas no mês X / Nº total de leituras realizadas no mês X - leituras válidas e não válidas) * 100 - referentes a contratos BTE
	Tempo médio de reenvio da informação à REN	Somatório dos "tempos de reenvio da informação" para cada dado provisório, no mês X / Nº de leituras não válidas, no mês X - referentes a contratos BTE
	% de falhas no cálculo do F.A., por falta de PRE	(Nº de "tentativas de cálculo do F.A." falhadas, devido a falta de PRE, no mês X / Nº de "tentativas de cálculo do F.A. no mês X) * 100 - referentes a contratos BTE
	% de falhas no cálculo do F.A., por falta de DGM	(Nº de "tentativas de cálculo do F.A." falhadas, devido a falta de DGM, no mês X / Nº de "tentativas de cálculo do F.A. no mês X) * 100 - referentes a contratos BTE
Disponibilização MAT,AT,MT	% de dados provisórios enviados, por mês	(Nº de leituras não válidas no mês X / Nº total de leituras realizadas no mês X - leituras válidas e não válidas) * 100 - referentes a contratos MAT, AT e MT
	Tempo médio de reenvio da informação à REN	Somatório dos "tempos de reenvio da informação" à REN, para cada dado provisório, no mês X / Nº de leituras não válidas, no mês X - referentes a contratos MAT, AT e MT
	Tempo médio de reenvio da informação ao Mercado	Somatório dos "tempos de reenvio da informação" ao Mercado, para cada dado provisório, no mês X / Nº de leituras não válidas, no mês X - referentes a contratos MAT, AT e MT
	% de falhas no cálculo do F.A., por falta de PRE	(Nº de "tentativas de cálculo do F.A." falhadas, devido a falta de PRE, no mês X / Nº de "tentativas de cálculo do F.A. no mês X) * 100 - referentes a contratos MAT, AT, MT
	% de falhas no cálculo do F.A., por falta de DGM	(Nº de "tentativas de cálculo do F.A." falhadas, devido a falta de DGM, no mês X / Nº de "tentativas de cálculo do F.A. no mês X) * 100 - referentes a contratos MAT, AT, MT
Disponibilização Produção	% de dados provisórios enviados, por mês	Nº de dados provisórios enviados, no mês X / (Nº de dados provisórios enviados, no mês X + Nº de dados definitivos enviados, no mês X) * 100 - referentes à produção
	% de dados não enviados, por mês	(Nº de dados "não-recebidos"* - Nº de dados provisórios) / (Nº de dados não-recebidos + Nº de dados definitivos) * 100 - referentes à produção
	% de dados recuperados reenviados, por mês (afere sobre a qualidade das estimativas)	(Nº de reenvios (manuais) da informação, no mês X / Nº de dados recuperados, no mês X) * 100 - referentes à produção
	% de dados provisórios cujos valores não foram recuperados (perda de dados), por mês	(Nº de dados não recuperados, no mês X - perda de dados / Nº de dados provisórios enviados, no mês X) * 100 - referentes à produção
Anomalias	Nº de anomalias registadas, por mês	Somatório de todas as anomalias (valor absoluto), por cada mês
	% de anomalias de ligação registadas, por mês	(Nº de anomalias de ligação no mês X / Nº total de anomalias - anomalias de ligação e fraude/furto, no mês X) * 100
Reclamações-Pedidos de informação	Nº de reclamações de facturação, por mês	Somatório de todas as reclamações de facturação (valor absoluto), por cada mês
	% de reclamações que levam a correcções de facturação, por mês	(Nº de correcções de facturação no mês X / Nº total de reclamações de facturação no mês X) * 100
	Nº de reclamações de dados disponibilizados pelo SGL, por mês	Somatório de todas as reclamações relativas a dados disponibilizados pelo SGL (valor absoluto), por cada mês
	% de reclamações que levam a correcções de dados disponibilizados pelo SGL, por mês	(Nº de correcções de dados disponibilizados pelo SGL no mês X / Nº total de reclamações relativas a dados disponibilizados pelo SGL no mês X) * 100
	Nº de reclamações de dados disponibilizados pelo SRC, por mês	Somatório de todas as reclamações relativas a dados disponibilizados pelo SRC (valor absoluto), por cada mês
	% de reclamações que levam a correcções de dados disponibilizados pelo SRC, por mês	(Nº de correcções de dados disponibilizados pelo SRC no mês X / Nº total de reclamações relativas a dados disponibilizados pelo SRC no mês X) * 100
	Prazo médio de resposta a reclamações, em dias úteis	Somatório dos prazos de resposta a reclamações, no mês X / Nº total de reclamações, no mês X